



Utilização de Condutores de Alta Temperatura no Reforço e Reabilitação de Redes AT: Benefícios Económicos e Ambientais

Susana Rita Alves

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor António Carlos Sepúlveda Machado e Moura

Co-orientador: Engenheiro Luís Miguel Santos Moreira

23 de fevereiro de 2018

Resumo

A presente dissertação, proposta pela EDP – Distribuição, tem como principais objetivos o estudo do projeto de uma linha aérea AT (Alta Tensão) dupla de 60 kV, a realização de um *Benchmarking* sobre cabos condutores e o estudo sobre o uso de condutores ACCC (*Aluminium-Conductor Composite Core*) no *uprating* de linhas AT, assim como os seus benefícios económicos e ambientais. Para isso, estabelece-se a comparação com a solução convencional, que é a utilização de condutores ACSR (*Aluminium-Conductor Steel-Reinforced*).

A linha aérea dupla de 60kV em estudo, efetua a ligação entre a subestação da Rede Elétrica Nacional (REN) de Vila Pouca de Aguiar à subestação (SE) de Soutelo I, localizada também em Vila Pouca de Aguiar (concelho de Vila Real), e para esta linha é estudado não só o cálculo mecânico, como também o cálculo elétrico.

O *Benchmarking* realizado, é sobre cabos condutores que poderão ser utilizados pela EDP-Distribuição. Nesta análise, comparam-se vários tipos de cabos condutores, no que diz respeito às suas características, tais como, correntes estipuladas, perdas por efeito de Joule, resistências elétricas, entre outras.

Tendo surgido a necessidade de aumentar a capacidade de transporte de energia elétrica, isto é, o *uprating* da linha aérea AT de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, será realizada uma análise de uma solução alternativa, que consiste na substituição do tipo de condutores normalmente utilizados em Alta Tensão em Portugal, por condutores de alta temperatura do tipo ACCC.

A solução convencional passaria pela construção de uma linha paralela à existente, com a utilização do mesmo tipo de condutores de alumínio-aço - ACSR.

Realizar-se-á também uma análise aos impactos ambientais e económicos que ambas as soluções apresentam, fornecendo informações sobre a natureza dos impactos referidos e tirando conclusões para a sua mitigação e para a tomada de decisões sobre a melhor solução a escolher.

Palavras – chave: Condutores ACCC, Condutores ACSR, *Benchmarking*, Reforço e Reabilitação de linhas aéreas AT, Análise Económica, Análise Ambiental, Solução Alternativa, Solução Convencional

Abstract

The present dissertation, recommended by EDP-Distribuição has as main objectives the study of a double High Voltage (HV – 60 kV) overhead electric powerline, the performance of a Benchmarking about conductor cables and the study of the use of Aluminium-Conductor Composite Core (ACCC) conductors in the uprating of HV overhead electric powerlines and them economic and environmental benefits, comparing with the conventional solution, which is the use of Aluminium-Conductor Steel-Reinforced (ACSR) conductors.

The double 60kV overhead powerline that is being studied, links the substation of the National Electric Network (REN) of Vila Pouca de Aguiar to the substation (SE) of Soutelo I, also located in Vila Pouca de Aguiar (Vila Real county) and for this overhead powerline, is also studied not only the mechanical calculation, but also the electrical calculation.

Benchmarking is about conductors that can be used by EDP-Distribuição. In this analysis, several types of conductors are compared, with respect to their characteristics, such as rated currents, losses by Joule effect, electrical resistances, among others.

Having the need of increasing the transport capacity of electric energy, in the study of uprating of the HV electric powerline of Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I, is analyzed an alternative solution, which consists in the substitution of the type of conductors normally used in High Voltage powerlines in Portugal, by high temperature conductors of ACCC type. The conventional solution would be to construct a parallel powerline to the existing one, using the same type of aluminum-steel conductor cables - ACSR.

The environmental and economic impacts of both solutions, are also analyzed, providing information of the nature of those impacts mentioned and drawing conclusions for their mitigation and for making decisions about the best solution to choose.

Key-Words: ACCC conductors, ACSR conductors, Benchmarking, Uprating of HV overhead electric powerlines, Economical analysis, Environmental analysis, Alternative solution, Conventional solution

Agradecimentos

Para começar, quero salientar uma série de pessoas a quem gostaria de agradecer, por todo o acompanhamento prestado, não só no decorrer desta etapa, como também em todo o meu percurso académico.

Em primeiro lugar, agradeço ao meu orientador na FEUP, Professor António Machado e Moura, por quem tenho bastante estima. Agradeço pela confiança, disponibilidade, pelo apreço e por toda a força no crescimento pessoal e profissional;

Ao meu orientador na EDP - Distribuição, Engº Luís Miguel Moreira, pelas horas gastas, pela paciência, pelos conselhos e todo o acompanhamento nesta etapa;

Ao meu "co-co-orientador", David Silva, por colocar algumas vezes a dissertação dele de lado, para me apoiar a vários níveis;

Aos meus pais e à minha madrinha, por tudo o que fizeram por mim, inclusive neste tempo, pelo apoio, interesse e motivação;

À minha tia-avó, que dizia não queria morrer sem eu ter terminado o curso, e assim fez, porque felizmente, ainda está comigo;

Aos meus parceiros e amigos de faculdade, Daniel Pinhel, Márcio Fontes, Diogo Castro, António Sousa, que sempre me apoiaram, ajudaram e ansiaram tanto quanto eu, a chegada desde dia.

Aos meus amigos fora da faculdade, que agora já vão poder ver-me, finalmente.

Agradeço em especial à minha amiga Inês Lobo, sempre do meu lado, sempre a apoiar e sempre pronta a ajudar.

Agradeço também o apoio, a disponibilidade de todas as pessoas que trabalham na DSR - Direção de Serviços a Redes Área Gestão de Investimento - Redes Norte, da EDP-Distribuição, com quem me cruzei diariamente, me ajudaram e me deram uma palavra de incentivo.

Susana Rita Alves

*“A Humanidade nada ganha sem primeiro dar algo em troca.
Para ganhar, algo de valor igual deve ser sacrificado. Este é o Princípio básico da Alquimia,
a Troca Equivalente.”*

Alphonse Elric - Fullmetal Alchemist

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Estrutura da Dissertação	2
2	Estado de Arte	5
3	Elementos Constituintes de uma Linha Elétrica	11
3.1	Enquadramento Legal do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição .	11
3.2	Elementos Constituintes de uma Linha Aérea	12
3.2.1	Cabos Condutores e Cabos de Guarda	12
3.2.2	Isoladores	14
3.2.3	Apoios	15
3.2.4	Fundações	16
3.2.5	Sistemas de Terra	17
3.2.6	Balizagem Aeronáutica	18
3.2.7	Dispositivos de Proteção à Avifauna	19
3.2.8	Conjuntos Sinaléticos	20
3.2.9	Distâncias de Segurança Regulamentares	21
3.2.10	Distância Mínima dos Condutores em Tensão à Vedação das Subestações	21
3.2.11	Distância dos Condutores ao Solo	21
3.2.12	Distância dos Condutores às Árvores	22
3.2.13	Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos	22
3.2.14	Distâncias entre Condutores	22
3.2.15	Distância entre os Condutores e os Cabos de Guarda	23
3.2.16	Distância entre os Condutores e os Apoios	23
3.2.17	Distância dos Condutores às Estradas Nacionais e Municipais	24
3.2.18	Distância dos Apoios à Zona de Estrada	24
3.2.19	Distância entre Linhas Aéreas	24
3.3	Cálculo Mecânico	24
3.3.1	Estados Atmosféricos	26
3.3.2	Cálculo das Forças do Vento	26
3.3.3	Coeficientes de Sobrecarga	27
3.3.4	Vão Crítico e Vão Equivalente	27
3.3.5	Estado Atmosférico Mais Desfavorável	28
3.3.6	Equação de Estados	29
3.3.7	Parâmetro da Catenária e Flechas Máximas	29
3.4	Estabilidade dos Apoios	31

3.5	Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores	32
3.6	Ângulo dos Condutores nas Fixações	33
3.7	Cálculo Elétrico	36
3.7.1	Intensidade da Corrente	36
3.7.2	Perda de Energia	36
3.7.3	Distância Geométrica Entre Fases	37
3.7.4	Coeficiente de Auto-indução	38
3.7.5	Reactância Elétrica	38
3.7.6	Queda de Tensão	39
4	Benchmarking	41
4.1	Breve Descrição dos Condutores Estudados	41
4.1.1	Condutores AAC	42
4.1.2	Condutores AAAC	42
4.1.3	Condutores ACSR	43
4.1.4	Condutores ACAR	43
4.1.5	Condutores ACCC	44
4.2	Breve Análise das Características dos Condutores Referidos	45
5	Análise do Projeto da Linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I	49
5.1	Apresentação do Projeto da Linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I	49
5.2	Cálculo Mecânico	50
5.2.1	Tensões mecânicas do ACCC 380 e do Guinea 130	51
5.2.2	Ação dos Agentes Atmosféricos sobre a Linha	51
5.2.3	Coeficientes de Sobrecarga	54
5.2.4	Cálculo do Vão Crítico e Vão Equivalente	56
5.2.5	Determinação do Estado Mais Desfavorável	56
5.2.6	Equação de Estados	57
5.2.7	Cálculo do Parâmetro da Catenária e das Flechas Máximas	58
5.2.8	Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores	59
5.2.9	Ângulo dos Condutores nas Fixações	59
5.2.10	Estabilidade dos Apoios	61
5.3	Cálculo Elétrico	77
5.3.1	Intensidade da Corrente	77
5.3.2	Perda de Energia	77
5.3.3	Distância Geométrica Entre Fases	78
5.3.4	Coeficiente de Auto-indução	78
5.3.5	Reactância Elétrica	79
5.3.6	Queda de Tensão	79
6	Impactos Económicos	81
6.1	Custos da Solução Alternativa	81
6.2	Custos da Solução Convencional	83
6.3	Verificação de Perdas da Solução Convencional e da Solução Alternativa	85
6.4	Análise de Perdas e Investimento	87

7	Impactos Ambientais	89
7.1	Principais Impactos Ambientais	89
7.1.1	Impactos a Nível da Fauna e Flora	89
7.1.2	Impactos Relacionados com Recursos Hídricos	90
7.1.3	Impactos nos Solos	90
7.1.4	Impactos Sociais e Económicos	90
7.1.5	Impactos na Qualidade do Ar e Poluição Sonora	91
7.1.6	Materiais e Desperdícios	91
7.1.7	Impactos Visuais	91
7.1.8	Descrição e Caracterização da Paisagem da Área em Estudo	91
7.1.9	Impactos Ambientais no Projeto em Estudo	93
7.2	Impactos Provocados pela Implementação da Solução Convencional	93
7.2.1	Impactos a Nível da Fauna e Flora	94
7.2.2	Impactos a Nível dos Solos	94
7.2.3	Impactos a Nível Económico e Social	95
7.2.4	Impactos a Nível de Utilização de Materiais e Desperdícios	97
7.2.5	Impactos a Nível Visual	97
7.2.6	Impactos a Nível dos Recursos Hídricos	98
7.3	Impactos Provocados pela Implementação da Solução Alternativa	98
7.3.1	Impactos a Nível da Fauna e Flora	98
7.3.2	Impactos a Nível dos Solos	99
7.3.3	Impactos a Nível Económico e Social	100
7.3.4	Impactos a Nível da Utilização de Materiais e Desperdícios	101
7.3.5	Impactos a Nível Visual	101
7.3.6	Impactos a Nível dos Recursos Hídricos	101
7.4	Resumo dos Impactos Ambientais e Comparação de Soluções	101
7.5	Análise SWOT da Solução Alternativa e da Solução Convencional	105
7.6	Medidas de Minimização	109
8	Conclusões e Trabalhos Futuros	111
8.1	Conclusões	111
8.2	Trabalhos Futuros	113
A	Perfil da Linha	115
B	Características do Cabo Condutor e do Cabo de Guarda	117
C	Catenária e Flechas Máximas	123
D	Distâncias entre Condutores	125
E	Esforços nos Apoios	127
F	Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores em Suspensão	129
G	Ângulos dos Condutores nas Fixações	131
H	Datasheet do Apoio de Betão K18/145.00/57.00	133
I	Datasheet do Apoio Metálico F30CD	135

J Datasheet do Apoio Metálico F95CD	139
K Datasheet do Apoio Metálico F165CD	143
Referências	147

Lista de Figuras

2.1	Estrutura do Sistema Elétrico de Energia português. [1]	6
2.2	Exemplo de um condutor de cobre. [2]	7
2.3	Exemplo de um condutor de alumínio-aço – ACSR. [3]	7
2.4	Exemplo de um condutor de alumínio com núcleo composto - ACCC. [4]	8
3.1	Desenho da secção transversal do condutor Partridge ALAÇO 160.[5]	13
3.2	Desenho da secção transversal do Guinea ACSR 130. [6]	13
3.3	Desenho da secção reta do condutor OPGW AS/AA 34/170. [7]	14
3.4	Exemplos de isoladores em cerâmica (à esquerda) e isoladores em vidro (à direita). [8] [9]	14
3.5	Tipos de isoladores - Isolador rígido (à esquerda) e isolador para acoplamento em cadeia (à direita) [10].	15
3.6	Cadeias em suspensão (à esquerda) e cadeias de amarração (à direita) [11].	15
3.7	Esquema de uma linha com balizagem diurna. [12]	18
3.8	Exemplo de um BFD. [13]	20
3.9	Exemplo de um BFD (à esquerda) e de uma FBF (à direita). [14] [15]	20
3.10	Conjunto sinalético de um apoio. [16]	21
3.11	Fluxograma de decisão do estado atmosférico mais desfavorável [17].	28
3.12	Vão desnivelado 1. [12]	30
3.13	Eixos de aplicação das forças nos apoios [18].	31
3.14	Desvio transversal da cadeia de isoladores. [19]	32
3.15	Vão desnivelado 2. [12]	34
3.16	Representação da estrutura de um apoio metálico, com disposição simétrica das fases (à esquerda) e com disposição anti-simétrica das fases (à direita) [12].	37
4.1	Exemplo de um condutor do tipo AAC - ASTM B-231 standard - Code Word CANNA. [20]	42
4.2	Exemplo de um condutor do tipo AAAC – Code Word BUTTE. [21]	43
4.3	Exemplo de um condutor do tipo ACSR. [22] [23]	43
4.4	Exemplo de um condutor do tipo ACAR - ASTM- B 524. [24]	44
4.5	Exemplo de um condutor do tipo ACCC. [25] [26]	44
5.1	Localização geográfica da linha de 60kV (distrito a norte de Portugal – Vila Real - Vila Pouca de Aguiar.) [27] [28]	50
5.2	Localização da implementação da linha 60kV Vila Pouca de Aguiar-Soutelo I, EDP Rede. [29]	50
5.3	Linha a tracejado dos esforços em x e em y, do apoio de betão, que deve ser respeitada. [30]	63
5.4	Esquema de um apoio de alinhamento.[18]	64

5.5	Esquema de um apoio em ângulo [18].	66
5.6	Esquema de um apoio de reforço em ângulo [18].	70
7.1	Localização da implementação da linha 60kV Vila Pouca de Aguiar-Soutelo I, EDP Rede. [29]	92
7.2	Localização da linha de 60kV Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I e dos apoios, <i>Google Earth</i>	92
7.3	Perfil de elevação da linha de 60kV Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I.	92
7.4	Valores máximos admissíveis para o campo elétrico e para o campo magnético. [31]	96
B.1	<i>Datasheet</i> do Cabo Condutor ACCC 380 AMSTERDAM.	119
B.2	<i>Datasheet</i> do Cabo de Guarda ACSR Guineá 130	120
H.1	<i>Datasheet</i> do apoio de betão K18/145.00/57.00	134
I.1	<i>Datasheet</i> do apoio metálico F30CD	138
J.1	<i>Datasheet</i> do apoio metálico F95CD.	142
K.1	<i>Datasheet</i> do apoio metálico F165CD.	146

Lista de Tabelas

4.1	Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 400 A - Parte 1.	45
4.2	Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 400 A - Parte 2.	46
4.3	Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 600 A - Parte 1.	46
4.4	Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 600 A - Parte 2.	47
4.5	Comparação dos diferentes tipos de condutores para uma corrente de 1200 A - Parte 1.	47
4.6	Comparação dos diferentes tipos de condutores para uma corrente de 1200 A - Parte 2.	48
5.1	Tensão mecânica máxima de serviço do ACCC 380 e do Guinea ACSR 130. . . .	51
5.2	Valores dos coeficientes de forma c , conforme os diferentes diâmetros dos condutores.	52
5.3	Temperatura para os diferentes estados atmosféricos.	52
5.4	Pressão dinâmica q , de acordo com as diferentes alturas acima do solo.	53
5.5	Espessura do gelo de acordo com as diferentes altitudes.	53
5.6	Valor de α para os condutores e densidade do gelo ρ	53
5.7	Força do vento para os estados atmosféricos de inverno e primavera para o cabo condutor ACCC 380.	54
5.8	Força do vento para os estados atmosféricos de inverno e primavera para o cabo Guinea ACSR 130.	54
5.9	Coeficientes de sobrecarga respeitantes ao cabo condutor ACCC 380 para o estado de inverno, primavera e verão, respetivamente.	55
5.10	Coeficientes de sobrecarga respeitantes aos cabos de guarda para o estado de inverno, primavera e verão, respetivamente.	55
5.11	Constituição do cantão 1.	56
5.12	Coeficientes de sobrecarga para o inverno (m_1) e para a primavera (m_2), para o ACCC 380.	57
5.13	Coeficientes de sobrecarga para o inverno (m_1) e para a primavera (m_2), para o Guinea 130.	57
6.1	Tabela resumo do custo dos materiais a utilizar na solução alternativa.	82
6.2	Tabela resumo dos custos de mão de obra da solução alternativa.	82
6.3	Tabela resumo dos custos de implementação da solução alternativa.	83
6.4	Tabela resumo do custo dos materiais a utilizar na solução convencional.	84
6.5	Tabela resumo dos custos de mão de obra da solução convencional.	84
6.6	Tabela resumo dos custos de implementação da solução convencional.	85
6.7	Investimento e perdas da solução alternativa e da solução convencional.	87

7.1	Tabela resumo das etapas de construção das duas soluções (alternativa e convencional).	103
7.2	Número de horas de trabalho dos equipamentos mecânicos, consumo de combustível e emissões de CO ₂	104
7.3	Produção de cimento e consumo de água, durante este processo, para a solução alternativa e para a solução convencional.	104
7.4	Impactos no solo para a solução alternativa e para a solução convencional.	104
7.5	Materiais utilizados e desperdícios da solução alternativa e da solução convencional.	104
7.6	Análise SWOT para a solução convencional.	106
7.7	Análise SWOT para a solução alternativa.	107
B.1	Resumo das características do cabo condutor ACCC 380 AMSTERDAM.	121
B.2	Resumo das características do cabo de guarda ACSR 130 Guinea.	121

Abreviaturas e Símbolos

AAAC	<i>All Aluminium Alloy Conductor</i>
AAC	<i>All Aluminium Conductor</i>
ACAR	<i>Aluminium Conductor Alloy Reinforced</i>
ACCC	<i>Aluminium Conductor Composite Core</i>
ACSR	<i>Aluminium Conductor Steel Reinforced</i>
ALAÇO 160	Designação do condutor de alumínio-aço com secção 160 milímetros
ALAÇO 326	Designação do condutor de alumínio-aço com secção 326 milímetros
ANA	Aeroportos de Portugal
ASTER 288	Designação de um tipo de condutor AAAC com secção 288 milímetros
AT	Alta Tensão
BFD	<i>Bird Flight Diverters</i>
BT	Baixa Tensão
CCDR	Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional
CD	Cabo condutor
CG	Cabo de guarda
D	Distância
EDP - Distribuição	Energias de Portugal – Distribuição
EDP	Energias de Portugal
FBF	<i>Firefly Bird Flappers</i>
Guinea	Designação atribuída a um tipo de condutor ACSR, normalmente utilizado para um cabo de guarda
I.P.	Infraestruturas de Portugal
IACS	<i>International Annealed Copper Standard</i>
ICNB	Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade
ICNF	Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas
IPAAR	Instituto Português do Património Arquitectónico e Arqueológico
LN	Linha
ME	Ministério da Economia
MT	Média Tensão
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
R.S.L.E.A.T.	Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão
R.S.S.P.T.S.	Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento
Refer	Rede Ferroviária Nacional
REN	Rede Elétrica Nacional
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SE	Subestação

SEE	Sistema Elétrico de Energia
SWOT	Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats
f	Flecha máxima dos condutores
F _x	Esforços longitudinais, eixo x
F _y	Esforços transversais, eixo y
F _z	Esforços verticais, eixo z
m ₁	Coefficiente de sobrecarga para o estado de inverno
m ₂	Coefficiente de sobrecarga para o estado de primavera
m ₃	Coefficiente de sobrecarga para o estado de verão
U	Tensão da linha
X	Vão de peso à direita do apoio a considerar
X-X ₀	Vão peso à esquerda do apoio a considerar
U	Tensão estipulada da linha
i	Desvio transversal das cadeias de isoladores
F _{v1}	Força do vento para o estado de inverno
F _{v2}	Força do vento para o estado de primavera
ω	Peso próprio do condutor
t _{serv}	Tensão mecânica máxima de serviço;
t _{max}	Tensão máxima admissível;
p	Parâmetro da catenária ou parâmetro de curva;
L _{medio}	Vão médio
L _{cr}	Vão crítico
L _{equivalente}	Vão equivalente
T _{rotura}	Tração de rotura
t _{rotura}	Tensão de rotura no condutor
c	Coefficiente de forma
q	Pressão dinâmica
ρ_{gelo}	Densidade do gelo
F _v	Força do vento
P _{Isoladores}	Peso dos isoladores
F _{v_Isoladores}	Força do vento nos isoladores
F _x	Valor dos esforços longitudinais calculado
F _y	Valor dos esforços transversais calculado
F _z	Valor dos esforços verticais calculado
T _{CD_x}	Tração no cabo condutor segundo o eixo dos xx's
T _{CG_x}	Tração do cabo de guarda segundo o eixo dos xx's
F _{v_CD_y}	Força do vento no cabo condutor segundo o eixo dos yy's
F _{v_CG_y}	Força do vento no cabo de guarda segundo o eixo dos yy's
F _{x_max}	Valor máximo dos esforços longitudinais definido no regulamento
F _{y_max}	Valor máximo dos esforços transversais definido no regulamento
m	Metros
km	Quilómetros
Pa	Pascal
°C	Graus Celcius

\vec{E}	Campo elétrico
\vec{B}	Campo magnético
σ	Secção do condutor
α_d	Coefficiente de dilatação térmica do condutor
θ_1	Temperatura ambiente do estado de inverno
θ_2	Temperatura ambiente do estado de primavera
k	Coefficiente que depende da natureza dos condutores
C_0	Atualização de capital para o ano zero;
C_n	<i>Cash flow</i> anual - fluxo caixa anual
i	Taxa de aproveitamento
n	Ano para o qual se está a calcular o <i>cash flow</i>
R	Resistência da linha
R_k	Resistência elétrica do cabo condutor
I	Corrente que passa na linha em análise durante um ano;
benefício	Benefício de Energia de Perdas
X_k	Reactância elétrica total
L_k	Coefficiente de auto-indução
r_B	raio do condutor
L	Comprimento da linha
ΔU	Queda de Tensão
F_{vento}	Força do vento
d	Diâmetro dos condutores a considerar
α	Coefficiente de redução
$\sum L$	Somatório dos vãos pertencentes ao cantão
$\sum_i^N L_i^3$	Comprimento do vão i de um dado cantão
θ_i	Temperatura no estado atmosférico i
θ_k	Temperatura no estado atmosférico k
t_{θ_k}	Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico k
t_{θ_i}	Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico i
α_d	Coefficiente de dilatação térmica do condutor
m_{θ_i}	Coefficientes de sobrecarga do estado atmosférico i
m_k	Coefficientes de sobrecarga do estado atmosférico k
E	Módulo de <i>Young</i> ou Módulo de Elasticidade
t	Tensão mecânica
A	Vão, que é a distância entre dois apoios consecutivos
p_c	Peso linear do condutor
T_0	Tração do condutor no ponto onde a tangente à curva é horizontal
k	Parâmetro da catenária ou parâmetro de parábola, entre os apoios a considerar
$F_{V_CD_y}$	Força do vento sobre o cabo condutor
F_{V_isol}	Força do vento sobre a cadeia de isoladores
P_{CD}	Peso do cabo condutor
P_{isol}	Peso da cadeia de isoladores
S_L	Comprimento da cadeia de isoladores
X_0 esq.	Vão peso à esquerda do apoio considerado
X_0 dir.	Vão peso à direita do apoio considerado
L_1 e L_2	Comprimento dos vãos contíguos ao apoio a considerar

A_e	Comprimento do vão fictício
V_A	Carga vertical no ponto de fixação A
T_A	Tração axial no ponto A (em daN)
T_0	Tração axial no vértice da curva
δ_1	Ângulo da contribuição à esquerda
δ_2	Ângulo da contribuição à direita
δ_{total}	Ângulo total formado pelo condutor na fixação
P	Perdas de energia por efeito de Joule
I	Intensidade da corrente
S_N	Potência aparente
U_c	Tensão composta estipulada da linha
$\cos \varphi$	Fator de potência
D_M	Distância equivalente entre condutores
D_{M1}	Distância geométrica equivalente entre condutores
D_{M2}	Distância geométrica equivalente entre condutores
D_{12}	Distância entre os condutores 1 e 2
D_{13}	Distância entre os condutores 1 e 3
D_{23}	Distância entre os condutores 2 e 3
$D_{11'}$	Distância entre os condutores 1 e 1'
$D_{22'}$	Distância entre os condutores 2 e 2'
$D_{33'}$	Distância entre os condutores 3 e 3'
X_c	Reactância elétrica do condutor
β	Metade do ângulo entre condutores
T_{CD_y}	Tração no cabo condutor segundo o eixo dos yy's
T_{CG_y}	Tração no cabo condutor segundo o eixo dos yy's
$vaopeso_x-y$	Peso do vão compreendido entre o apoio x e o apoio y
t_{serv_vaox-y}	Tensão de serviço do vão compreendida entre os apoios x e y
$vaox-y$	Vão compreendido entre o apoio x e o apoio y
F_{x_CD}	Valor calculado dos esforços longitudinais no cabo condutor
F_{x_CG}	Valor calculado dos esforços longitudinais no cabo de guarda
F_{y_CD}	Valor calculado dos esforços transversais no cabo condutor
F_{y_CG}	Valor calculado dos esforços transversais no cabo de guarda
$F_{x_max_CD}$	Valor dos esforços longitudinais definido no regulamento para o cabo condutor
$F_{x_max_CG}$	Valor dos esforços longitudinais definido no regulamento para o cabo de guarda
$F_{y_max_CD}$	Valor dos esforços transversais definido no regulamento para o cabo condutor
$F_{y_max_CG}$	Valor dos esforços transversais definido no regulamento para o cabo de guarda
X_{k1}	Reactância elétrica para o apoio F30CD
X_{k2}	Reactância elétrica para o apoio F95CD
X_{k3}	Reactância elétrica para o apoio F165CD
C_{S1}	<i>Cash flow</i> (fluxo caixa) equivalente ao terno de Soutelo I, para o ano 1 (n=1)
C_{V1}	<i>Cash flow</i> (fluxo caixa) equivalente ao terno de Vidago, para o ano 1 (n=1)

Capítulo 1

Introdução

Neste primeiro capítulo, serão apresentados a motivação, os objetivos e a estrutura da presente dissertação.

1.1 Motivação

No último século, a construção de linhas aéreas de Alta Tensão (AT) teve como principal objetivo tornar possível o transporte de energia elétrica a longas distâncias, satisfazendo os consumos crescentes e o aparecimento de novos clientes, possibilitando também o escoamento da produção de energia proveniente de fontes renováveis.

Deste modo, tornou-se assim possível realizar a distribuição de energia elétrica com uma maior fiabilidade, segurança e qualidade de serviço.

Nas últimas décadas, o tema do impacto ambiental relacionado com a construção de linhas aéreas tem motivado diversos debates, onde se tem debatido o assunto em questão. Neste sentido, esta dissertação tem como âmbito realizar um estudo sobre a utilização de condutores de alta temperatura no reforço e reabilitação de redes AT, indicando quais os benefícios económicos e ambientais, em detrimento da solução convencional, que é a utilização de condutores de alumínio.

A dissertação contemplará uma análise económica, estabelecendo-se a comparação entre a solução alternativa a estudar com a solução convencional. Apresentam-se as perdas envolvidas em ambas, os custos dos materiais, dos meios mecânicos, da mão de obra e assim por diante.

O documento contemplará, de igual modo, uma análise ambiental em diversos descritores, como por exemplo, qualidade do ar e poluição sonora, fauna, flora, paisagem e impactos visuais causados, entre outros.

Por fim, fornecerá ainda informações sobre a natureza dos impactos referidos, tirando conclusões para a sua mitigação e para a tomada de decisões sobre a solução alternativa em análise.

1.2 Objetivos

A dissertação proposta pela Energias de Portugal Distribuição (EDP - Distribuição) tem como principais objetivos, o estudo do projeto de uma linha aérea dupla de 60 kV, a realização de um *Benchmarking* sobre condutores e o estudo sobre o uso de condutores ACCC no *uprating* de linhas AT e os seus benefícios económicos e ambientais, efetuando-se a comparação com a solução convencional, utilização de condutores ACSR.

A linha aérea dupla de 60kV em estudo, efetua a ligação entre a subestação da Rede Elétrica Nacional (REN) de Vila Pouca de Aguiar à subestação (SE) de Soutelo I, também em Vila Pouca de Aguiar, pertencente ao concelho de Vila Real.

Para a linha aérea dupla de 60 kV é estudado não só o cálculo mecânico, onde se encontra incluído o cálculo dos esforços nos condutores e apoios, como também o cálculo elétrico.

O *Benchmarking* realizado, é sobre condutores que poderão, por ventura, ser utilizados pela EDP-Distribuição. Nesta análise, comparam-se vários tipos de condutores, no que diz respeito às suas características, tais como, correntes estipuladas, perdas, resistências elétricas lineares, entre outras.

Tendo surgido a necessidade de aumentar a capacidade de transporte de energia elétrica, *uprating* da linha aérea AT de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, será considerada uma solução alternativa, que consiste na substituição do tipo de condutores normalmente utilizados em Alta Tensão em Portugal (EDP - Distribuição), por condutores de alta temperatura do tipo *Aluminium Conductor Composite Core* (ACCC).

A solução convencional passaria pela construção de uma linha paralela à existente, com a utilização do mesmo tipo de condutores de alumínio-aço - *Aluminium Conductor Steel-Reinforced* (ACSR).

Realizar-se-á também uma análise aos impactos ambientais e económicos que ambas as soluções apresentam.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 8 capítulos. O trabalho desenvolvido em cada um deles resume-se abaixo.

Capítulo 1 - Introdução: É apresentada a motivação e os objetivos do trabalho desenvolvido.

Capítulo 2 - Estado de Arte: Onde se apresenta informação relevante, para uma melhor compreensão do contexto em que a presente dissertação está inserida. Aborda-se a estrutura do SEE e a evolução a nível dos condutores utilizados nos projetos de linhas aéreas ao longo dos anos.

Capítulo 3 - Elementos Construtivos de uma Linha Elétrica: Neste capítulo são expostos os principais constituintes da linha, suportados pelo Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas Aéreas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T.), bem como o enquadramento legal do projeto de linhas aéreas.

Capítulo 4 - *Benchmarking*: É apresentado um *Benchmarking* sobre alguns tipos de condutores possíveis de ser utilizados pela EDP - Distribuição, contendo informações comparativas sobre os mesmos, como por exemplo, a capacidade de transporte, a resistência elétrica, perdas de Joule, a temperatura máxima de funcionamento, entre outros aspetos.

Capítulo 5 - Apresentação do Projeto da Linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I: Contém o cálculo elétrico e o cálculo mecânico realizados para o projeto da linha aérea em estudo, sendo este último suportado por bases teóricas, presentes no R.S.L.E.A.T.. Deste modo, foi possível verificar quais as dificuldades na implementação do projeto em causa.

Capítulo 6 - Impactos Económicos: Demonstração dos diversos impactos económicos da solução alternativa vs solução convencional. Após realizar uma análise crítica das duas soluções, apresentam-se algumas sugestões de forma a ser mais fácil tomar uma decisão sobre qual escolher.

Capítulo 7 - Impactos Ambientais: Estudo e demonstração dos diversos impactos ambientais da solução alternativa vs solução convencional. Após a análise crítica das duas soluções, apresentam-se algumas sugestões para ajudar na tomada de decisão da melhor solução a escolher.

Capítulo 8 - Conclusões e trabalhos futuros: Inclui conclusões referentes ao desenvolvimento deste trabalho. Apresenta também algumas sugestões a implementar para trabalhos futuros.

Capítulo 2

Estado de Arte

O início da eletrificação em Portugal data do final do século XIX. O seu desenvolvimento foi mais notório a partir do pós-guerra, no início dos anos 50 do século XX, quando se iniciou uma grande produção hídrica, que foi depois acompanhada pela construção de uma rede de transporte que interligaria os diferentes centros produtores [32].

Após o 25 de Abril, definiu-se como objetivo a eletrificação total do país, fazendo chegar a energia muitas áreas do território, já que existiam muitas zonas rurais e urbanas, incluindo a capital, que ainda não eram abrangidas pela rede de energia elétrica. No final dos anos 80, este processo de eletrificação foi concluído. O investimento realizado posteriormente visava a melhoria da qualidade desta energia, já que se verificavam ainda muitas falhas no fornecimento de energia elétrica [32].

No que diz respeito ao funcionamento do mercado de energia, existia, inicialmente um mercado regulado com um monopólio natural da Energias de Portugal (EDP) no transporte, distribuição e comercialização de eletricidade no país, sendo que este grupo é, até hoje, o responsável pela distribuição e pela maior cota de comercialização de energia para todo o país [32].

A energia elétrica tem um papel muito importante no desenvolvimento da sociedade e economia mundial. Este levou a um aumento considerável do consumo mundial de energia elétrica, sobretudo nos países em desenvolvimento. Deste modo, surgiu a necessidade de dar respostas a esta procura de energia elétrica, criando-se, assim, infraestruturas para o transporte e distribuição da mesma, desde as grandes centrais até aos consumidores - o Sistema Elétrico de Energia (SEE).

No SEE português, o equilíbrio entre a oferta e a procura energética é assegurado pela Rede Elétrica Nacional (REN), que opera a Rede Nacional de Transporte (RNT), que, por sua vez, liga os produtores aos centros de consumo [11]. Em conjugação com estas, a Rede Nacional de Distribuição (RND), assegura a distribuição de eletricidade e funciona em Baixa Tensão (BT) com uma tensão estipulada de 400/230 V ¹ trifásica/monofásica, em Média Tensão (MT) com tensões de 6kV, 10kV, 15kV e 30 kV, até Alta Tensão (AT) com tensões 60 kV e 132kV.

Na Figura (2.1), abaixo apresentada, é possível observar a estrutura do SEE em Portugal.

¹De forma rigorosa deveria ser 400/231 V.

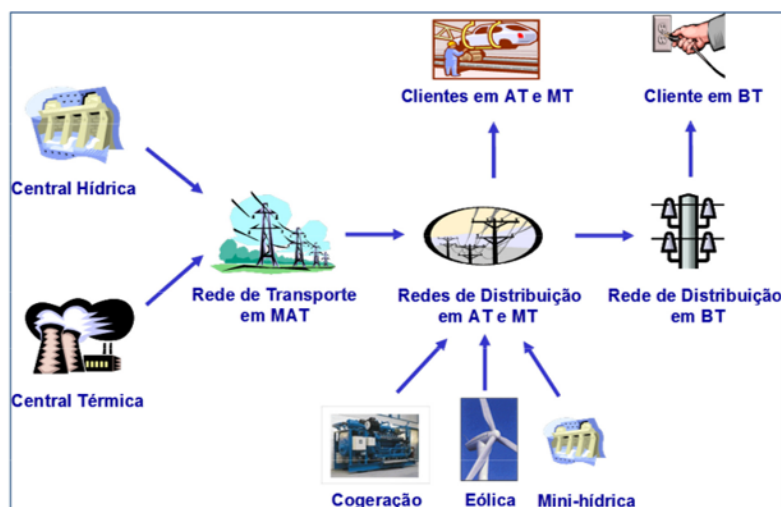


Figura 2.1: Estrutura do Sistema Elétrico de Energia português. [1]

Para que os serviços de transporte e distribuição de energia elétrica sejam providenciados da forma mais económica possível, garantindo qualidade de serviço e continuidade adequadas, é necessária uma estrutura física constituída pelas linhas de transporte e distribuição.

As estruturas de transporte e distribuição de energia podem ser linhas aéreas e/ou condutores subterrâneos, e estendem-se por vários quilómetros. Atualmente, há uma grande preocupação na otimização dos processos do transporte/distribuição de energia elétrica, pelo que, os projetos de linhas aéreas são de grande relevância, no que toca à minimização de custos e às melhorias do desempenho técnico de uma linha ao longo do seu tempo de vida útil [11].

As estruturas de transporte e distribuição de energia apresentam condutores de diferentes constituições, fixos em apoios que podem ser de metal ou de betão. Uma vez que os sistemas de potência são trifásicos, normalmente existem três conjuntos de condutores, de cada lado dos apoios. Apresentam também um outro condutor numa posição superior, que é o para-raios, também designado cabo de guarda, assim como isoladores cerâmicos, de vidro ou de outros materiais com muito boa capacidade de isolamento [33].

A escolha dos materiais a usar nos apoios tem de ter em consideração diversos aspetos, como por exemplo, os esforços mecânicos exigidos, o local de fixação, o preço da implementação e o valor económico dos próprios apoios.

O facto dos apoios estarem próximos dos seres humanos, faz com que se torne impreterível uma implementação das linhas de forma eficiente e fiável, de modo a existir uma minimização de impactos ambientais, uma diminuição dos impactos que estas possam ter para a sociedade e uma diminuição de custos.

Antes de desenvolver o projeto de redes elétricas, torna-se necessário na fase de pré-projeto, avaliar as condições que viabilizam a elaboração do mesmo, condições essas que podem ser técnicas, burocráticas, de segurança, económicas e ambientais [11].

A escolha dos condutores a utilizar é também um passo importante no desenvolver do projeto.

Por um lado, como as estruturas de suporte são instaladas no meio ambiente, a escolha dos condutores deve prever as diversas condições ambientais a que estarão sujeitos, como por exemplo, vento, gelo, neve, chuva, mudanças de temperatura e poluição [19]. Por outro lado, porque esta escolha poderá acarretar consequências não só económicas, como também ambientais.

Ao longo dos tempos, esta escolha de condutores esteve dependente do tipo disponível.

No que diz respeito aos projetos das linhas aéreas, por volta do ano de 1891 [34], começaram a ser utilizados condutores de cobre que apresentavam uma resistência elétrica mais baixa de todos os metais preciosos, já que uma resistência elevada não era desejável devido às perdas de calor que podem surgir quando o fluxo elétrico circula através do material.

Esses condutores podem ser vistos na Figura (2.2), que se apresenta de seguida:



Figura 2.2: Exemplo de um condutor de cobre. [2]

A necessidade do transporte de energia para todo o tipo de terreno obrigou a que fossem desenvolvidos condutores mais robustos, para traçados mais difíceis, com maiores vãos, tendo que garantir um tempo de vida útil de algumas dezenas de anos [35]. Estes fatores aliados à vontade da utilização de condutores mais leves e mais resistentes, fizeram surgir os condutores de alumino-aço, que, por sua vez, eram também mais baratos que os condutores de cobre.

Os condutores de alumínio também conhecidos como *Aluminium-Conductor Steel-Reinforced* (ACSR) com alma de aço surgiram no mercado no ano de 1912 [36] [37] são condutores cableados concêntricos compostos por uma ou mais camadas de fios de alumínio e um núcleo (alma) de aço galvanizado de alta resistência, como se pode observar pela Figura (2.3).

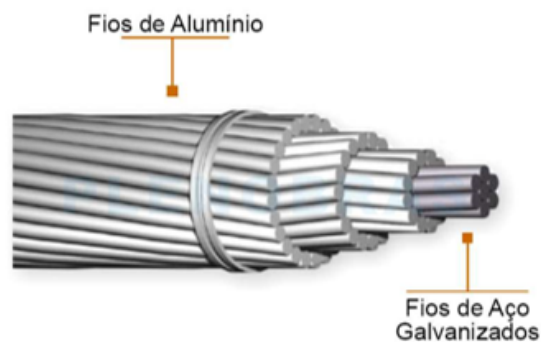


Figura 2.3: Exemplo de um condutor de alumino-aço – ACSR. [3]

Devido às numerosas combinações possíveis de fios de alumínio e aço, pode variar-se a proporção dos mesmos, de forma a obter a melhor relação entre a capacidade de transporte de corrente e resistência mecânica para cada aplicação [38].

A densidade dos condutor ACSR, embora alta, é mais pequena do que a dos condutor de cobre o que os torna mais leves, apresentando a vantagem da sua alma de aço suportar grandes tensões mecânicas, conferindo assim maior resistência mecânica ao condutor.

O condutor ACSR apresenta também vantagens do ponto de vista económico, isto devido ao baixo preço associado à sua estabilidade no tempo, que faz com que o alumínio seja o metal eleito para a aplicação nas linhas aéreas. Este material é também um bom condutor de corrente [38].

Os condutores de alumínio-aço apresentam algumas limitações, pois tornam-se inapropriados para determinadas situações, pela insuficiente resistência mecânica, relacionada com tensões de rutura baixas e coeficiente de expansão térmica elevado [35].

Recentemente, surgiram condutores de alumínio com fibra de vidro e carbono híbrido, designados por condutores Al-Carbono - *Aluminium Conductor Composite Core* (ACCC), pois houve a necessidade de substituir a alma de aço por fibras de carbono, melhorando a flexibilidade e dureza do condutor, evitando, corrosão galvânica. Este condutor surgiu no mercado no ano de 2005 e pode ser visto na Figura (2.4).



Figura 2.4: Exemplo de um condutor de alumínio com núcleo composto - ACCC. [4]

O núcleo dos condutores ACCC é maior do que o núcleo dos condutores de aço ACSR, sendo que os primeiros condutores apresentam menores flechas do que estes últimos.

A fibra de carbono é um material muito mais leve, que permite tirar o máximo partido do condutor ACCC.

Os fios utilizados nos condutores ACSR eram circulares, enquanto nos condutores ACCC, os fios de alumínio são trapezoidais, o que torna estes condutores mais compactos, pois esta alteração provocou uma redução no diâmetro do condutor, o que, por sua vez, permitiu uma minimização dos esforços do vento nas estruturas e aumentar a capacidade de transporte de corrente.

Este condutor de fibra de carbono funciona a altas temperaturas, porque todas as funções mecânicas ficam cometidas às fibras, sendo que estas apresentam um coeficiente de dilatação diferente do alumínio-aço. Possuem também uma eficiência energética elevada, maior capacidade de transporte e menores perdas.

Graças a eles, foi possível realizar projetos mais robustos, já que conseguiam dar respostas aos problemas atuais, como o estabelecimento de linhas em locais com muita poluição atmosférica, zonas marítimas, onde o aço sofria alguma corrosão e zonas com formação de gelo.

Em Portugal, este tipo de condutores tem vindo a ser utilizado somente em casos pontuais, porque o ACCC tem um custo superior e a sua aplicação envolve técnicas mais especializadas do que o ACSR e os seus acessórios demoram mais tempo a ser fornecidos.

Este tipo de condutores são normalmente utilizados quando se pretende fazer um *uprating* da linha ou em casos específicos, como por exemplo, em que a flecha não pode ultrapassar determinado limite, como aconteceu na linha de 60kV Gala-Vila Robim, na Figueira da Foz.

No capítulo seguinte desta dissertação, analisar-se-á com mais detalhe a constituição dos condutores.

Capítulo 3

Elementos Constituintes de uma Linha Elétrica

A construção de uma linha de alta tensão é um projeto complexo, não só a nível social, como a nível técnico, que deve atender a determinadas normas, leis, regulamentos e portarias impostas por legislação e envolve várias etapas.

Este assunto será abordado com mais pormenor neste capítulo.

3.1 Enquadramento Legal do Projeto de Linhas Aéreas de Transporte e Distribuição

As linhas aéreas são a forma mais económica para transportar e distribuir energia elétrica. Estas estão sujeitas a condições de temperatura variante, bem como ao vento e ao gelo, ao longo do ano. Isto requer grande atenção no modo como os condutores se vão comportar perante estas ações.

Construir uma linha de alta tensão deve atender a determinadas normas, leis, regulamentos e portarias impostas por legislação.

Assim sendo, o projeto obedece ao **Regulamento de Segurança de Linhas Elétricas de Alta Tensão (R.S.L.E.A.T)**, decreto Regulamentar no 1/92, de 18 de Fevereiro [19].

De entre as várias etapas de implementação da linha, é também necessário tratar das questões que dizem respeito ao licenciamento e a construção. Estas questões são tratadas pelo Ministério da Economia (ME), que vai consultar entidades como as Infraestruturas de Portugal (I.P.), ANA- Aeroportos de Portugal, as autarquias, a Refer - Rede Ferroviária Nacional, o IPAAR - Instituto Português do Património Arquitetónico e Arqueológico, o ICNB - Instituto da Conservação da Natureza e da Biodiversidade e o CCDR - Comissões de Coordenação e Desenvolvimento Regional.

Como referido, o projeto dá especial atenção ao R.S.L.E.A.T, enquanto que o licenciamento tem em consideração dois decretos e uma portaria, sendo eles [39]:

- **Decreto-Lei n.º 26.852 de 30/6/1936;**
- **Decreto-Lei n.º 101/2007 de 2/5/2007;**
- **Portaria n.º 401/76 de 6/7/1976.**

Por fim, a construção assenta no **Decreto-Lei n.º 43.335 de 16/11/1960.**

3.2 Elementos Constituintes de uma Linha Aérea

As linhas aéreas AT são constituídas pelos elementos principais que se apresentam de seguida [11]:

- Condutores e cabos de guarda;
- Isoladores;
- Apoios, metálicos ou em betão armado, respetivas armações e fundações;
- Sistema de ligação à terra, por varetas revestidas de cobre e condutores de cobre;
- Acessórios de fixação (pinças de amarração e de suspensão, mangas de reparação);
- Amortecedores de vibração;
- Conjuntos sinaléticos;
- Balizagem aeronáutica dos condutores e dos apoios, diurna e noturna, nos casos em que é obrigatória;
- Dispositivos de proteção à avifauna, nos casos em que se justifique.

3.2.1 Cabos Condutores e Cabos de Guarda

A designação de condutor é dada ao conjunto da alma condutora e a sua camada isolante [38]. Os condutores são os elementos responsáveis pela condução de energia elétrica.

Assim sendo, os condutores utilizados nas linhas aéreas AT, normalmente são condutores nus, sem revestimento e podem ser homogéneos, sendo somente constituídos por um único metal, ou heterogéneos se forem constituídos por liga composta por mais do que um metal. Por norma, os condutores homogéneos são constituídos por cobre ou alumínio, enquanto que, no que diz respeito aos heterogéneos, são mais comuns condutores de alumínio-aço [11].

Os condutores podem ainda ser unifilares ou multifilares. Os condutores unifilares apresentam um único filamento e relativamente aos condutores multifilares têm um diâmetro menor e peso maior. Por outro lado, os condutores multifilares, que por sua vez apresentam um diâmetro maior e uma secção menor, ainda são caracterizados por uma resistência mecânica superior, visto serem mais flexíveis comparativamente aos condutores unifilares.

Na construção de linhas aéreas, a EDP - Distribuição utiliza como condutores o ALAÇO160, o ALAÇO326 e o ASTER 288.

Observe-se a Figura (3.1), onde é possível verificar a secção transversal do ALAÇO 160:

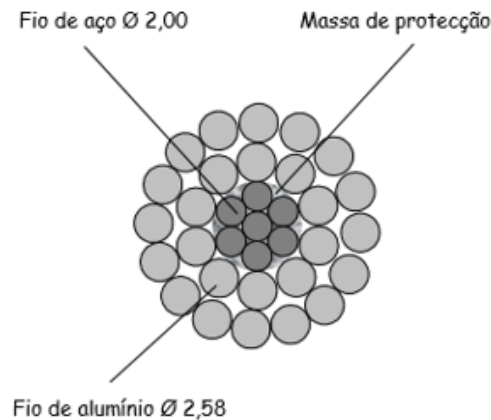


Figura 3.1: Desenho da secção transversal do condutor Partridge ALAÇO 160.[5]

Nas linhas aéreas AT e MAT é também necessária a presença dos cabos de guarda. Estes são usados para protecção da linha contra descargas eléctricas para que o sistema seja estável, seguro e confiável.

Veja-se abaixo, na Figura (3.2) um exemplo de um cabo de guarda (secção transversal):

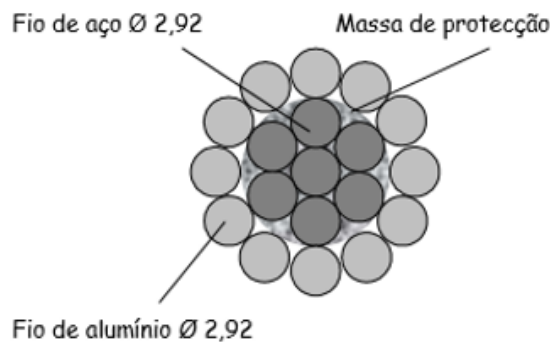


Figura 3.2: Desenho da secção transversal do Guinea ACSR 130. [6]

Os *Optical Ground Wire* (OPGW) são os condutores mais utilizados para a função de protecção e transferência de dados. Um condutor OPGW contém uma estrutura tubular com uma ou mais fibras óticas no seu interior, sendo rodeado por camadas de aço e fios de alumínio [19][5].

Veja-se na Figura (3.3), um exemplo da secção reta de um condutor OPGW.

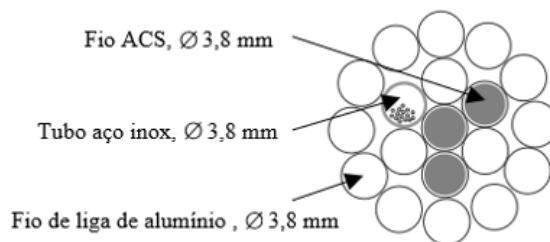


Figura 3.3: Desenho da secção reta do condutor OPGW AS/AA 34/170. [7]

3.2.2 Isoladores

Os isoladores são os elementos das linhas aéreas cuja função é evitar que a corrente elétrica passe dos condutores para os apoios e ao mesmo tempo têm também a função de suportar mecanicamente os condutores.

A nível construtivo estes são de materiais isolantes, como cerâmica, vidro, porcelana vidrada, ou outros materiais não suscetíveis de degradação.

É possível visualizar na Figura (3.4) exemplos de isoladores em cerâmica e isoladores em vidro.



Figura 3.4: Exemplos de isoladores em cerâmica (à esquerda) e isoladores em vidro (à direita). [8] [9]

A escolha dos isoladores deve ser feita tendo em conta o nível de poluição da zona onde a linha será implementada, já que este parâmetro agrava o perigo de contornamento, obrigando, assim, a um dimensionamento mais cuidado.

Os isoladores podem ser rígidos ou cadeias de isoladores. Embora sejam mais baratos, os isoladores rígidos têm vindo a usar-se cada vez menos, pois no caso de se verificar defeito no isolamento, é necessário substituir todo o isolador. Nas cadeias de isoladores o mesmo já não se verifica, uma vez que se procede apenas à substituição da campânula que apresenta defeito.

Outra desvantagem da utilização de isoladores rígidos, é o facto destes apresentarem pouca fiabilidade, quando utilizados em zonas de vento [11].

A Figura (3.5) abaixo ilustra os dois tipos de isoladores, rígido e de cadeia de isoladores, respetivamente:

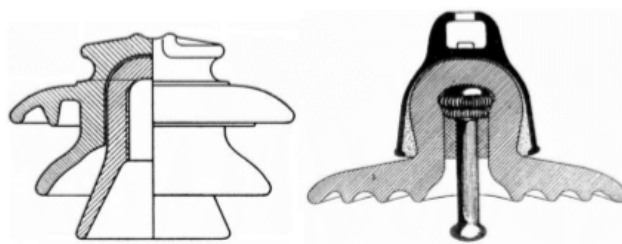


Figura 3.5: Tipos de isoladores - Isolador rígido (à esquerda) e isolador para acoplamento em cadeia (à direita) [10].

As cadeias são constituídas por diversos isoladores de material cerâmico, como porcelana, vidro ou resinas artificiais, por componentes metálicos e pelo material ligante que as une.

Um outro componente também importante são as hastes de descarga ou anéis de guarda (também designados por anéis de Nicholson), colocadas num ou noutro extremo da cadeia, ou em ambos, assegurando uma proteção contra possíveis arcos elétricos, já que a corrente de descarga ao se dirigir pela superfície da cadeia pode levar à destruição desta última. Estas hastes permitem também uma melhor repartição da potência pelos elementos da cadeia [10].

São aplicados dois tipos de cadeias de isoladores nas linhas aéreas AT, sendo elas as cadeias de suspensão e as cadeias de amarração. Estas podem ser vistas na Figura (3.6).

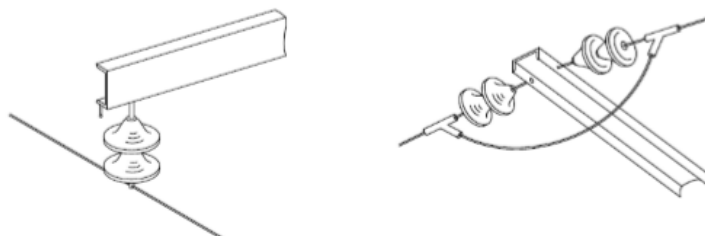


Figura 3.6: Cadeias em suspensão (à esquerda) e cadeias de amarração (à direita) [11].

As cadeias de suspensão são dispostas na vertical, paralelas ao apoio e ligadas ao braço deste, sendo que o condutor é suspenso na extremidade inferior. As cadeias de amarração fazem a ligação entre o condutor e o apoio, praticamente na horizontal, sendo normalmente utilizadas em apoios sujeitos a esforços elevados, como em apoios de ângulo, fim de linha, reforço e derivação.

Os isoladores devem estar dimensionados de modo a resistirem aos esforços mecânicos atuantes, isto é, à ação do vento sobre os próprios isoladores e aos esforços transmitidos pelos condutores, qualquer que seja a sua constituição ou configuração.

3.2.3 Apoios

São utilizados dois tipos de apoios diferentes nas linhas aéreas AT: os apoios metálicos e os apoios de betão. Estes últimos ocupam menos espaço que os apoios metálicos, sendo, por isso,

aceites mais facilmente pelos proprietários dos terrenos onde se vai realizar a sua instalação.

Do ponto de vista económico, os apoios de betão apresentam a vantagem de serem mais baratos do que os apoios metálicos. Contudo, uma vez que não podem ser desmontados, o seu transporte para o terreno torna-se mais difícil do que o transporte dos metálicos, já que estes podem ser transportados por módulos, sendo depois montados no local de instalação.

No que diz respeito ao custo, o preço dos apoios metálicos é mais elevado e apresentam bases de dimensões superiores aos de betão. A altura dos apoios é variável, pois tem em conta a topografia do terreno e os obstáculos a atravessar pela linha [10].

Os apoios devem ser escolhidos obedecendo às condições impostas pelo R.S.L.E.A.T., como por exemplo, garantindo a distância entre condutores, garantindo que o apoio suporta os esforços exercidos pelos condutores, cabo de guarda, isoladores, entre outras.

Numa linha aérea existem vários tipos de apoios, que apresentam funções diferentes, conforme os esforços a que estão sujeitos.

São eles [40]:

- Apoio de alinhamento – apoio situado num troço retilíneo da linha;
- Apoio de ângulo – apoio situado num ângulo da linha;
- Apoio de derivação – apoio onde se estabelece uma ou mais derivações da linha;
- Apoio de reforço (alinhamento, ângulo ou derivação) – apoio que suporta esforços de forma a ser capaz de reduzir as consequências negativas em caso de rutura de um cabo condutor ou cabo de guarda;
- Apoio de fim de linha – apoio capaz de suportar a totalidade dos esforços transmitidos pelos condutores, cabos de guarda e restantes acessórios de um só lado da linha.

Cada apoio é sujeito a esforços com origem em vários fatores, como por exemplo, esforços longitudinais (F_x), correspondendo às tensões exercidas pelos condutores e cabos de guarda quando se está perante vãos adjacentes com diferentes trações nos condutores ou quando se trata de uma situação de fim de linha.

O apoio está também sujeito a esforços verticais (F_z), provocados pelo peso dos condutores e acessórios, como também, em alguns casos, peso do gelo depositado nos condutores.

E, por fim, está, de igual modo, sujeito a solicitações transversais (F_y), que correspondem à ação do vento quando este é perpendicular à linha ou quando os condutores formam um ângulo no apoio.

3.2.4 Fundações

A função dos maciços de fundação é a de transmitir ao solo os esforços resultantes de todas as solicitações exteriores que lhes são aplicadas, como forças de tração, forças devidas à ação do vento, peso dos apoios e de todos os componentes que lhe estão associados.

Os maciços de fundação devem ser dimensionados de forma adequada, de modo a que, sob o efeito das solicitações máximas a que forem submetidos, não se verifiquem aumentos perigosos das flechas dos condutores, nem o possível derrubamento do apoio.

Há alguns critérios que se devem ter em conta no dimensionamento de maciços de fundação. São eles:

- Responsabilidade da linha na rede elétrica;
- Natureza do terreno;
- Função do apoio;
- Esforços envolvidos;
- Altura do apoio.

3.2.5 Sistemas de Terra

O objetivo da ligação dos sistemas elétricos à terra é a proteção de pessoas, equipamentos e instalações, na ocorrência de defeitos, devendo por isso, realizar-se o seu dimensionamento de forma cuidada. Esta ligação consiste na criação de um ponto comum e de referência entre as partes eletricamente condutoras e a terra.

Os condutores de terra devem ter boa condutividade elétrica, sendo, por isso, mais utilizados materiais como aço galvanizado, cobre ou outros materiais resistentes à corrosão.

Para a colocação dos elétrodo terra, os terrenos devem ser húmidos, pois deste modo, facilitam a condutividade. Devem também estar afastados de locais de passagem, e ter em conta a presença de substâncias corrosivas no solo, que possam provocar dano nos materiais [11].

Os elétrodo terra deverão ser dimensionados de forma a escoar as correntes de defeito existentes e garantir que o sistema de terras se apresenta equipotencial e o mais próximo possível da terra (0V)[11].

Nas linhas aéreas AT, todos os elementos metálicos (fora de tensão) com funções de suporte dos condutores e seccionamento e proteção das linhas, têm de ser ligados à terra.

Nos apoios de betão armado, os suportes metálicos dos isoladores devem ser ligados à terra do próprio apoio. Devem ainda ser ligados à terra dos apoios, as estruturas metálicas dos aparelhos de corte ou de manobra. Esta ligação é assegurada interligando-se o terminal de terra existente na parte inferior do apoio com o elétrodo de terra, através do condutor de cobre nu.

Os apoios metálicos devem ser ligados à terra, interligando-se aos elétrodo de terra existentes em cada um dos montantes, e interligando-os entre si. Na base do apoio, deverá ainda existir, uma malha ou plataforma equipotencial colocada por debaixo do punho de comando da aparelhagem de corte ou de manobra. Em zonas públicas ou frequentadas, o valor da resistência de terra não deve exceder 20 Ohm [10] [11].

3.2.6 Balizagem Aeronáutica

Nesta secção será abordada a balizagem aeronáutica utilizada nas linhas aéreas.

3.2.6.1 Balizagem Diurna

A balizagem aeronáutica existe para que os pilotos de aeronaves possam identificar facilmente os cabos condutores e de guarda e as estruturas metálicas dos apoios.

Nos condutores a balizagem é implementada através da colocação de bolas de balizagem (balizas), ao longo dos condutores, cumprindo um conjunto de normas relacionadas com as cores, dimensões e distâncias [41]. As balizas são esferas de fibra de vidro ou resina de poliéster com cerca de 50 cm de diâmetro e 5 kg de peso.

É possível verificar uma balizagem realizada a um troço de uma linha aérea na Figura (3.7), que abaixo se apresenta.



Figura 3.7: Esquema de uma linha com balizagem diurna. [12]

Nos casos em que se justifique, devem também ser balizados os apoios através de pintura nas cores branco e laranja internacional, em faixas alternadas com altura de 1/7 da altura do apoio fora do solo, desde o topo da cabeça até 6 metros abaixo do condutor fixado em posição inferior [41].

As cores usadas durante a balizagem de uma linha, dependem essencialmente do número de balizas que são utilizadas, estabelecendo-se o seguinte critério [40]:

- Cada baliza pode ser laranja, branca ou vermelha, sendo escolhida aquela que apresente maior contraste com o meio envolvente;
- Cada conjunto de baliza instalado ao longo de um condutor depende do número de balizas necessárias:
 - Uma cor, quando são precisas até quatro balizas;
 - Duas cores, quando são precisas cinco ou mais balizas. A colocação das balizas é feita alternadamente;

3.2.6.2 Balizagem Noturna

A sinalização noturna trata-se da colocação de um dispositivo luminoso no topo dos apoios e nos condutores.

3.2.7 Dispositivos de Proteção à Avifauna

As linhas aéreas de energia elétrica representam um risco para as aves, que morrem, por choque com os cabos condutores ou por eletrocussão nos apoios.

O Instituto de Conservação da Natureza e das Florestas (ICNF) é quem define a utilização de equipamento de sinalização para avifauna. Deste modo, são aplicados os seguintes dispositivos:

- Salva-pássaros;
- Anti-nidificação;
- Anti-poiso;
- Plataforma para ninhos.

A proteção à avifauna resulta na colocação de dispositivos de anti-colisão para aves. Estes dispositivos de sinalização, devem instalar-se nos cabos de guarda e nos cabos condutores, alternadamente, de 10 em 10 metros, permitindo assim, às aves identificarem o obstáculo, evitando o embate com a linha.

Existem dois tipos de dispositivos anti-colisão para aves.

São eles:

- Os Bird Flight Diverters (BFD) [14];
- Os Firefly Bird Flappers (FBF) [14];

Os dispositivos BFD possuem uma forma helicoidal e feitos em plástico, ajustando-se ao condutor por enrolamento. Podem ser constituídos por espirais simples (pretas ou coloridas) e por espirais duplas, sendo esta última, a solução convencional mais utilizada na EDP - Distribuição. A necessidade de colorir os dispositivos, pretende facilitar a visibilidade e o reconhecimento do obstáculo a grandes distâncias.

Os dispositivos FBF podem ser do tipo fitas ou do tipo rotativo, tratando-se de uma tecnologia mais recente, com capacidade rotativa e luminescência após o pôr do sol. Estes dispositivos, são feitos de um material luminoso especial que absorve a luz, melhorando a eficácia dos sistemas durante a noite, num período até 10 horas.

Nas Figuras (3.8) e (3.9) é possível ver exemplos de dispositivos BFD e FBF, respetivamente.

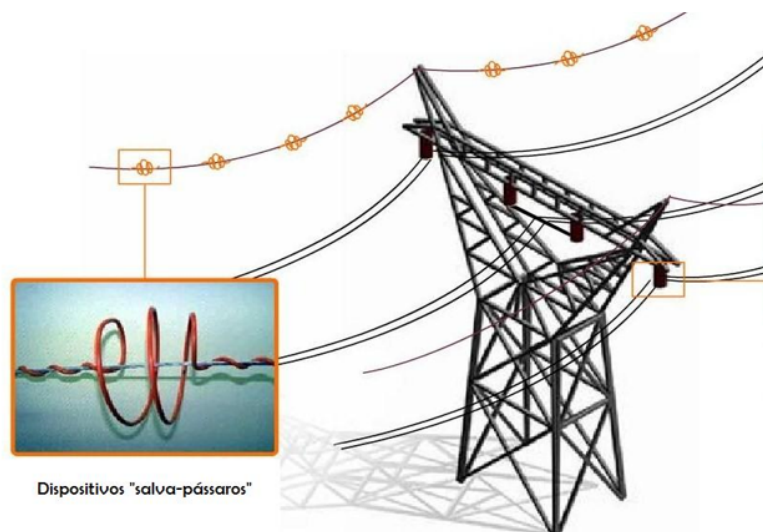


Figura 3.8: Exemplo de um BFD. [13]

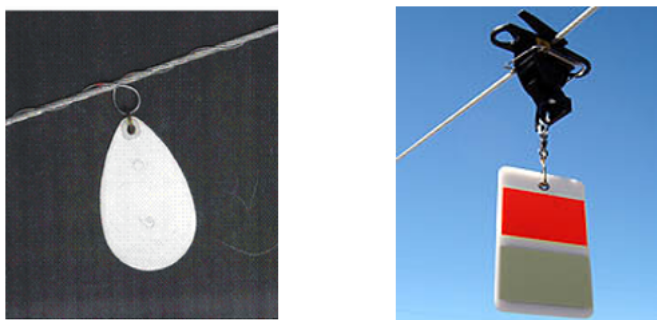


Figura 3.9: Exemplo de um BFD (à esquerda) e de uma FBF (à direita). [14] [15]

Tanto os dispositivos BFD como os dispositivos FBF devem ser colocados de forma a que, estando em plano vertical com a linha, estejam espaçados de 2 m.

3.2.8 Conjuntos Sinaléticos

Segundo o Artigo 55º do regulamento R.S.L.E.A.T., nos apoios das linhas aéreas deverão ser afixados em locais bem visíveis, uma ou mais placas de sinalização de segurança de dimensões apropriadas. Recomenda-se, então, que em cada apoio seja colocado um conjunto de chapas que contêm a numeração dos apoios, informação de perigo de morte.

A Figura (3.10), que se mostra baixo ilustra uma dessas placas de sinalização.



Figura 3.10: Conjunto sinalético de um apoio. [16]

3.2.9 Distâncias de Segurança Regulamentares

O R.S.L.E.A.T define distâncias mínimas de proteção dos condutores das linhas de alta tensão ao solo, às árvores, aos edifícios, às vias e a outras linhas aéreas, entre outros obstáculos.¹

3.2.10 Distância Mínima dos Condutores em Tensão à Vedação das Subestações

As distâncias mínimas dos condutores em tensão à vedação das SE, estão definidas no Regulamento de Segurança de Subestações e Postos de Transformação e Seccionamento (R.S.S.P.T.S.), aprovado pelo Decreto n.º42895, de 31 de Março de 1960, e as alterações introduzidas pelos Decretos Regulamentares n.ºs 14/77, de 18 de Fevereiro e 56/85, de 6 de Setembro, e Portaria n.º37/70, de 17 de Janeiro.[42]²

3.2.11 Distância dos Condutores ao Solo

Nas linhas aéreas, entre os condutores nus das mesmas e o solo, em condições de flecha máxima, desviados ou não pelo vento, deve existir uma distância D , em metros, nunca inferior a 6 m, como se pode verificar pela expressão (3.1)³ [43]:

$$D = 6,0 + 0,005U \text{ (m)} \quad (3.1)$$

Onde:

- U é expresso em quilovolts e representa a tensão estipulada da linha.

¹Capítulo III, Secção IV, Artigo 26º do R.S.L.E.A.T.

²Artigo 78º, Vedação das instalações exteriores do R.S.S.P.T.S.

³Capítulo III, Secção IV, ponto 1 do Artigo 27º do R.S.L.E.A.T.

3.2.12 Distância dos Condutores às Árvores

Nas condições de flecha máxima, entre os condutores nus das linhas, desviados ou não pelo vento e as árvores deverá existir uma distância em metros D , nunca menor que 2,5 m, como se pode comprovar pela expressão (3.2):⁴

$$D = 2,0 + 0,0075U \text{ (m)} \quad (3.2)$$

Onde:

- U representa novamente a tensão da linha, expressa em kV.

É exigida uma faixa de proteção com uma largura de 5 m, dividida a meio pelo eixo da linha, na qual se farão os cortes das árvores necessários para realizar a montagem e conservação da mesma⁵.

Está previsto no R.S.L.E.A.T que na construção e exploração de linhas aéreas haja uma zona de proteção, que é uma faixa com a largura máxima de 25 m, na qual algumas atividades são condicionadas, ou sujeitas a autorização prévia. As subestações não apresentam qualquer tipo de faixa de proteção à construção, uma vez que a área afeta à mesma se encontra vedada⁶.

3.2.13 Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos

O R.S.L.E.A.T afirma que na vizinhança de obstáculos como terrenos de declive muito acentuado, falésias e construções normalmente não acessíveis a pessoas, assim como quando as construções se encontram a 3 m do solo, os condutores nus da linha, em caso de flecha máxima, com ou sem vento devem manter uma distância D , não inferior à dada pela expressão (3.3)⁷:

$$D = 2,0 + 0,0075U \text{ (m)} \quad (3.3)$$

Onde:

- U representa novamente a tensão estipulada da linha, expressa em quilovolts.

3.2.14 Distâncias entre Condutores

Os condutores são estabelecidos de maneira a não se aproximarem perigosamente entre si, atendendo às oscilações provocadas pelo vento, não devendo haver uma distância D , entre eles inferior à calculada pela expressão (3.4), que abaixo se apresenta. Segundo o R.S.L.E.A.T. e no caso de se tratar de uma linha AT utiliza-se a seguinte expressão para o cálculo dessa distância D entre condutores⁸:

$$D = k \times \sqrt{F + d} + \frac{U}{150} \text{ (m)}, \quad (3.4)$$

⁴Capítulo III, Secção IV, ponto 1 do Artigo 28º do R.S.L.E.A.T.

⁵Capítulo III, Secção IV, ponto 2 do Artigo 28º do R.S.L.E.A.T.

⁶Capítulo III, Secção IV, ponto 3 do Artigo 28º do R.S.L.E.A.T.

⁷Capítulo III, Secção IV, ponto 1 do Artigo 30º do R.S.L.E.A.T.

⁸Capítulo III, Secção IV, ponto 1, alínea b) do Artigo 31º do R.S.L.E.A.T.

Onde:

- U - Tensão nominal da linha (em kV);
- f - Flecha máxima dos condutores (m);
- d - Comprimento da cadeia de isoladores suscetíveis de oscilarem transversalmente à linha, cujo valor expresso em metros é o seguinte:
 - Cadeias de Amarração com $d = 0$ m;
 - Cadeias de Suspensão com $d = 1,2$ m, sendo esta a distância total da cadeia de isoladores, (pinças mais isoladores AT).
- k- Coeficiente que depende da natureza dos condutores, estando determinado do seguinte modo: 0,7 para condutores de alumínio e aço.

O regulamento de segurança refere que a distância horizontal entre os condutores se pode reduzir a dois terços, em dadas situações, mas essa redução não foi tida em conta nesta dissertação, uma vez que a linha se desenvolve em zona de gelo⁹.

3.2.15 Distância entre os Condutores e os Cabos de Guarda

A distância entre os condutores e os cabos de guarda, próxima dos pontos de fixação aos apoios, deve ser igual ou superior à distância mínima entre condutores¹⁰.

3.2.16 Distância entre os Condutores e os Apoios

A distância D entre os condutores nus e os apoios, não deverá ser inferior a 0,15 m, nem inferior à ser verificada nas duas situações diferentes que abaixo se apresentam¹¹:

- Para condutores em repouso

Onde:

$$D = 0,10 + 0,0065U \text{ (m)}, \quad (3.5)$$

- Para condutores desviados pelo vento

Onde:

$$D = 0,0065U \text{ (m)} \quad (3.6)$$

O valor de **D** nunca é inferior a 0,15 m.

⁹Capítulo III, Secção IV, ponto 2 do Artigo 31º do R.S.L.E.A.T.

¹⁰Capítulo III, Secção IV, ponto 1 do Artigo 32º do R.S.L.E.A.T.

¹¹Capítulo III, Secção IV, ponto 1 do Artigo 33º do R.S.L.E.A.T.

3.2.17 Distância dos Condutores às Estradas Nacionais e Municipais

Os condutores deverão manter em relação às auto estradas e às estradas nacionais e municipais, nas condições de flecha máxima, uma distância D , não inferior à obtida pela expressão (3.7), arredondada ao decímetro¹²:

$$D = 6,3 + 0,01U \text{ (m)}, \quad (3.7)$$

Sendo:

- U em quilovolts a tensão da linha.

3.2.18 Distância dos Apoios à Zona de Estrada

O regulamento refere que, horizontalmente, os apoios das linhas não devem ter uma distância da zona de estrada menor que¹³:

- 5 m, quando se trata de auto estradas, itinerários principais e itinerários complementares;
- 3 m, quando se tratam de outras vias de comunicação.

No caso dos apoios das linhas atingirem a plataforma da estrada, caso aconteça rotura, as suas fundações serão reforçadas, e os apoios estarão sujeitos a uma força uma vez e meia superior à aplicada nos casos normais¹⁴.

3.2.19 Distância entre Linhas Aéreas

A distância mínima entre linhas de alta tensão em condutores nus, com outras linhas de alta ou de baixa tensão e também com condutores nus, nas condições de flecha mais desfavorável, deve ser igual ou superior à distância D , arredondada ao decímetro e expressa em metros, calculada pela expressão (3.8) que abaixo se demonstra¹⁵:

$$D = 1,5 + 0,01U + 0,005L \text{ (m)} \quad (3.8)$$

Sendo U em quilovolts, a tensão estipulada da linha de maior tensão e L a distância entre o cruzamento e o apoio mais próximo da linha superior, expressa em metros.

A distância D deve ter 2,0 m no mínimo.

3.3 Cálculo Mecânico

Uma linha aérea está sujeita a diferentes agentes, como por exemplo, às diversas condições atmosféricas presentes, causadas sobretudo por variações de temperatura e do vento.

¹²Capítulo VIII, Secção II, ponto 1 do Artigo 91º do R.S.L.E.A.T

¹³Capítulo VIII, Secção II, ponto 1 do Artigo 92º do R.S.L.E.A.T

¹⁴Capítulo VIII, Secção II, ponto 2 do Artigo 92º do R.S.L.E.A.T

¹⁵Capítulo VIII, Secção VII, ponto 1 do Artigo 92º do R.S.L.E.A.T

A realização do cálculo mecânico num projeto de uma linha aérea têm, assim, uma elevada importância, já que permite que as condições de segurança e estabilidade dessa linha, tal como dos seus apoios, sejam asseguradas.

Assim sendo, recorre-se a um conjunto de ferramentas matemáticas na realização destes cálculos, para assegurar que os condutores mantêm a sua estabilidade sem perigo de rotura e que todos os esforços são suportados nos diferentes estados atmosféricos.

Deste modo, apresentam-se de seguida os passos relevantes na realização dos cálculos mecânicos:

- Começa por se realizar o dimensionamento da tensão mecânica exercida pelos condutores no ato da montagem da linha, tendo em conta as condições climatéricas que nesse momento se verificam, garantindo que, em condições atmosféricas diferentes das da instalação, os condutores sejam capazes de se manterem operacionais, sem risco de rotura;
- Posteriormente, determina-se o parâmetro da catenária de cada cantão e aplicação do mesmo no traçado da linha;
- De seguida, calculam-se e verificam-se todas as distâncias de segurança regulamentares entre os condutores e os diversos elementos/obstáculos, no local de inserção da linha;
- Há que garantir o afastamento entre condutores, quer à esquerda como à direita do apoio, evitando curtos-circuitos fase-fase;
- Determinação da altura dos apoios, de forma a impedir uma proximidade excessiva dos condutores aos objetos situados próximos da linha;
- Dimensionamento da estabilidade dos apoios e escolha dos apoios de acordo com a tabela dos fabricantes.

Para começar, então, é necessário que previamente se defina o valor da tensão mecânica máxima de serviço (t_{serv}), a aplicar a cada um dos vãos da linha. Note-se que este valor deve respeitar a tensão máxima admissível (t_{max}), que é o valor máximo teórico suportado pelos condutores, sem que estes sofram perda de propriedades pela sua deterioração, evitando-se assim, o risco de rotura dos mesmos, devendo respeitar de igual modo, o traçado da linha [19].

O valor da tensão mecânica máxima de serviço relaciona-se com a flecha da linha e esforços sofridos pelos apoios. Veja-se o seguinte exemplo, quanto maior a tensão mecânica, maior os esforços exigidos ao apoio e consequentemente, menor a flecha.

O regulamento prevê, então, que t_{max} seja maior que a t_{serv} , pois deste modo, garante-se que os condutores não são colocados em risco e não se exigem demasiados esforços aos apoios. Apresenta-se, abaixo, a expressão do cálculo da t_{max} (3.9), calculada pelo quociente das suas tensões de rotura (t_{rotura}) por 2,5 [43]:

$$t_{max} = \frac{t_{rotura}}{2,5} = \frac{T_{rotura}}{\sigma \times 2,5} \text{ (daN/mm}^2\text{)} \quad (3.9)$$

Sendo:

- t_{rotura} representa a tensão de rotura no condutor (em daN/mm²);
- T_{rotura} é a tração de rotura (em daN);

- σ é a secção do condutor (em mm^2).

3.3.1 Estados Atmosféricos

Estão estipulados três estados atmosféricos, que são o Estado de Primavera, o de Verão e o de Inverno [43]. Estes estados são definidos tendo em conta as circunstâncias que se consideram como mais desfavoráveis sob os vários pontos de vista.

O primeiro estado pode ser também definido como o estado de vento máximo (Estado de Primavera), caracterizando-se, assim, pela presença de ventos de grande intensidade, sem a presença de gelo e com uma temperatura média de 15°C para o local de instalação da linha.

O segundo estado, também conhecido como o estado de flecha máxima (Estado de verão), admite a existência de temperaturas elevadas para o local onde a linha se vai instalar, sendo que estas temperaturas estão dependentes da classe das linhas a instalar. Não admite a existência de gelo nem de vento.

O terceiro e último estado, conhecido ainda como o estado de vento reduzido (Estado de inverno), caracteriza-se por uma temperatura mínima na zona de implementação da linha e pela possibilidade de formação de uma manga de gelo. Para condições normais a temperatura de funcionamento é de -5°C e de -10°C para zonas propícias a gelo.

3.3.2 Cálculo das Forças do Vento

Nos locais de instalação da linha há agentes atmosféricos que afetam as características elásticas e elétricas dos componentes da mesma, sendo que os condutores são os que mais sofrem da ação desses agentes. Um deles é a força do vento, que pode colocar em causa o bom funcionamento destes componentes, tornando-se, por isso, necessário que se realizem cálculos mecânicos para previsão de anomalias.

A expressão a utilizar para o cálculo das forças do vento é a seguinte:

$$F_{\text{vento}} = \alpha \times c \times q \times d \text{ (daN)} \quad (3.10)$$

Onde:

- α - coeficiente de redução, que toma sempre o valor de 0,6 quer para cabos condutores, quer para cabos de guarda;
- c - coeficiente de forma;
- q - pressão dinâmica (em Pa);
- d - diâmetro dos condutores a considerar (em mm^2).

3.3.3 Coeficientes de Sobrecarga

De maneira a saber qual é o estado atmosférico mais desfavorável, calculam-se os coeficientes de sobrecarga, quer para o estado de inverno, quer para o estado de primavera.

Os coeficientes de sobrecarga são calculados com recurso à expressão (3.11):

$$m = \frac{\sqrt{\{\omega + \rho_{\text{gelo}} \times \frac{\pi}{4} [(d + 2 \times e)^2 - d^2]\}^2 + F_{\text{vento}}^2}}{\omega} \quad (3.11)$$

Onde:

- ω - peso próprio do condutor (em daN/m);
- ρ_{gelo} - densidade do gelo (em kg/dm³);
- d - diâmetro externo do condutor (em mm);
- F_{vento}^2 - força do vento para o estado atmosférico considerado (em daN/mm²).

3.3.4 Vão Crítico e Vão Equivalente

Após o cálculo dos coeficientes de sobrecarga e conhecidas as características do condutor a utilizar, pode calcular-se o vão equivalente e o vão crítico para cada cantão.

Sabe-se que o vão equivalente traduz um vão fictício no qual as variações da tensão mecânica, devido às variações de carga e de temperatura, são sensivelmente iguais às dos vãos reais do cantão [43].

A utilização do vão equivalente é realizada no caso de se estar na presença de um cantão composto por vários vãos, ou seja, se entre dois apoios de amarração se encontrarem vários apoios em suspensão. Assim, surge a necessidade de encontrar um vão equivalente entre o conjunto de vãos existente.

Este vão pode ser calculado com recurso à expressão (3.12):

$$L_{\text{equivalente}} = \frac{\sum_i^N L_i^3}{\sum L_i} (m) \quad (3.12)$$

Onde:

- $\sum L$ - representa o somatório dos vãos pertencentes ao cantão (em m);
- $\sum_i^N L_i^3$ - representa o comprimento do vão i de um dado cantão (em m).

O vão crítico é o vão relativo a uma dada tensão máxima, para o qual os condutores ficam sujeitos a essa tensão em ambos os estados, o de inverno e o de primavera. O seu cálculo é efetuado como se pode verificar na expressão (3.13):

$$L_{\text{cr}} = \frac{\sigma \times t_{\text{max}}}{\omega} \times \sqrt{\frac{24 \times \alpha_d (\theta_2 - \theta_1)}{m_2^2 - m_1^2}} (m) \quad (3.13)$$

Onde:

- σ - secção do condutor (em mm²);
- t_{\max} - tensão máxima (em daN/mm²);
- ω - peso próprio do condutor (em daN/m);
- α_d - coeficiente de dilatação térmica do condutor (em °C⁻¹);
- θ_1 - temperatura ambiente do estado de inverno (em °C);
- θ_2 - temperatura ambiente do estado de primavera (em °C);
- m_1 - coeficiente de sobrecarga no estado de inverno (sem unidades);
- m_2 - coeficiente de sobrecarga no estado de primavera (sem unidades).

3.3.5 Estado Atmosférico Mais Desfavorável

Após o cálculo dos coeficientes de sobrecarga, e observando o fluxograma de decisão da Figura (3.11), que abaixo se apresenta, é possível saber qual o estado atmosférico mais desfavorável:

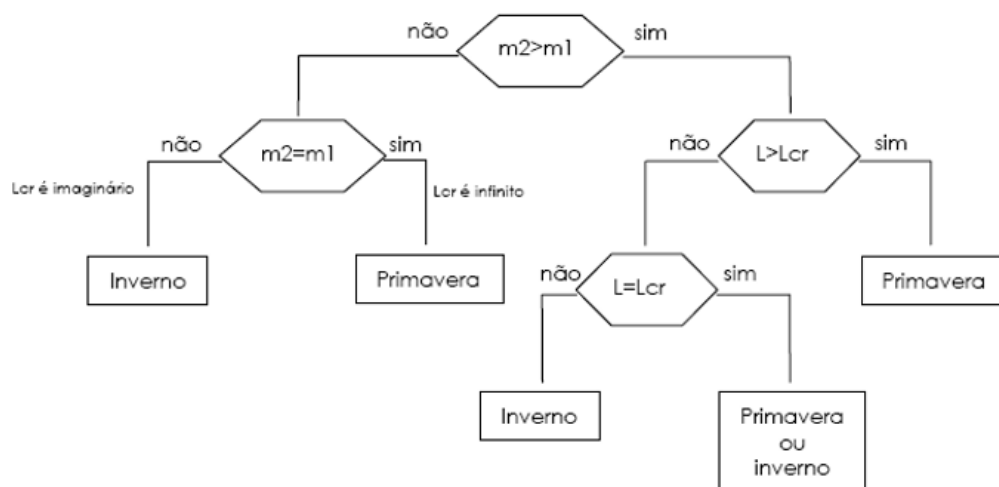


Figura 3.11: Fluxograma de decisão do estado atmosférico mais desfavorável [17].

Inicialmente, é necessário comparar os valores dos coeficientes de sobrecarga nos estados relativos ao inverno e primavera. No caso do valor no inverno ser maior do que na primavera, não é necessário saber os valores de vão crítico. Mas, se o valor do coeficiente de sobrecarga no inverno for inferior ao da primavera, torna-se obrigatório determinar os valores do vão crítico e do vão equivalente de um cantão.

As interpretações sobre o fluxograma de decisão acima apresentado, sabendo que m_1 corresponde ao estado de inverno e m_2 ao estado de primavera são as seguintes:

- Nos casos em que a condição $m_2 > m_1$ se verificar, e o vão equivalente for maior do que o vão crítico imaginário ($L > L_{cr}$), conclui-se que o pior estado atmosférico é a primavera;
- Nos casos em que a condição que $m_2 > m_1$ for falsa, verifica-se a condição $m_2 = m_1$. Se esta for verdadeira, o L_{cr} é infinito e o pior estado é a primavera. Se esta última condição for falsa, o L_{cr} é imaginário e o pior estado atmosférico é o inverno.
- Nos casos em que $m_2 > m_1$ for verdadeira e a condição $L > L_{cr}$ for falsa, verifica-se a condição $L = L_{cr}$. Se esta condição for falsa, o pior estado atmosférico é o inverno, se for verdadeira, então o pior estado atmosférico poderá ser o inverno ou a primavera.

3.3.6 Equação de Estados

Após a determinação do estado atmosférico mais desfavorável, pode recorrer-se à equação de estados de maneira a determinar a tensão de montagem. Essa equação de estados (3.14) é apresentada da seguinte forma:

$$\theta_i + \frac{t_{\theta_i}}{\alpha_d \times E} - \frac{m_{\theta_i}^2 \times \omega^2 \times L_{medio}^2}{24 \times \alpha_d \times \sigma^2 \times t_{\theta_i}^2} = \theta_k + \frac{t_{max}}{\alpha_d \times E} - \frac{m_k^2 \times \omega^2 \times L_{medio}^2}{24 \times \alpha_d \times \sigma^2 \times t_{max}^2} \quad (m) \quad (3.14)$$

- θ_i e θ_k - Temperatura no estado atmosférico i e no estado atmosférico k, respetivamente (em °C);
- t_{θ_i} e t_{θ_k} - Tensão mecânica do condutor no estado atmosférico i e k respetivamente (em daN/mm²);
- α_d - Coeficiente de dilatação térmica do condutor (°C⁻¹);
- E - Módulo de *Young* ou Módulo de Elasticidade (em daN/mm²);
- m_{θ_i} e m_k - Coeficientes de sobrecarga dos estados atmosféricos i e k, respetivamente;
- ω - Peso próprio do condutor (em daN/m);
- L_{medio} - Vão equivalente (em m);
- σ - Secção do condutor (em mm²).

3.3.7 Parâmetro da Catenária e Flechas Máximas

Antes de calcular a flecha máxima entre os apoios é necessário saber qual é o parâmetro da catenária, ou parâmetro de curva (p), entre esses mesmos apoios que se estão a considerar.

Este parâmetro representa geometricamente o raio de curvatura no ponto onde a tangente à curva é horizontal e é representado pela relação entre a força de tração horizontal do condutor e o peso linear do mesmo.

O parâmetro referido pode ser calculado através da expressão (3.15):

$$p = \frac{t \times \sigma}{\omega} (m) \quad (3.15)$$

Onde:

- t - Tensão mecânica (em daN/mm²)
- σ - Secção do condutor (em mm²).
- ω - Peso próprio do condutor (em daN/m).

Após a determinação do mesmo, pode finalmente calcular-se a flecha máxima (f). Esta corresponde à distância desde o ponto onde a tangente à curva é horizontal até à intersecção da vertical com a linha horizontal que cruza o ponto de fixação dos condutores.

Observe-se a Figura (3.12) abaixo:

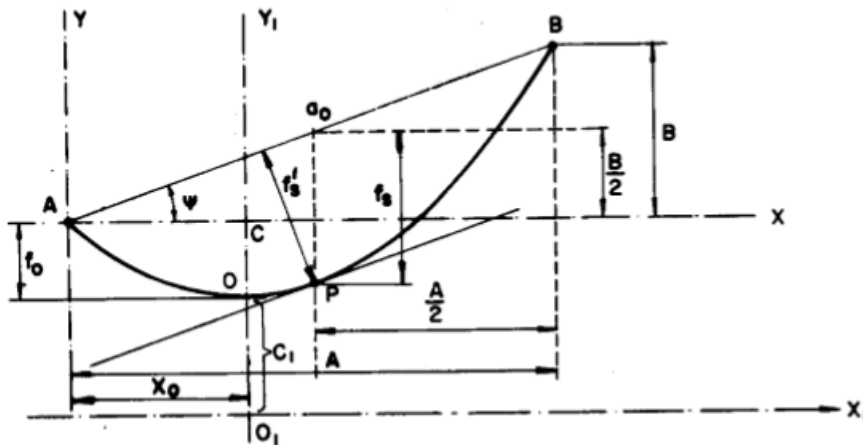


Figura 3.12: Vão desnivelado 1. [12]

Onde:

- A – Vão (distância entre dois apoios consecutivos) (em m);
- B – Desnível entre os pontos de fixação A e B (em m);
- f'_s – Flecha de meio vão (em m);
- f_s – Flecha de meio vão rebatida para um plano vertical (em m);
- f_0 – Flecha de nível vista a partir do ponto A (em m);
- C_1 – Parâmetro da catenária, também designado por k (em m);
- φ – Ângulo da reta imaginária que passa nos pontos A e B, com a horizontal, (em graus).

Pode concluir-se, então, que a flecha máxima em situações em que o vão se encontra em desnível é obtida através da expressão (3.16) [12]:

$$f = \frac{A^2 \times p_c}{8 \times T_0} (m) \quad (3.16)$$

Que pode ser simplificada para:

$$f = \frac{A^2}{8 \times p} (m) \quad (3.17)$$

Em que:

- A - Vão, que é a distância entre dois apoios consecutivos (em m);
- p_c - peso linear do condutor, também já anteriormente designado como peso próprio (ω_c) (em daN/m);
- T_0 - Tração do condutor no ponto onde a tangente à curva é horizontal (em daN);
- p - parâmetro da catenária ou parâmetro de parábola, entre os apoios a considerar (em m).

3.4 Estabilidade dos Apoios

Quando se realiza o dimensionamento dos apoios, devem considerar-se as forças que o irão suportar, pois, no caso de ser feito um dimensionamento errado, esses apoios podem não resistir aos esforços dos ventos, tensões e pesos nos condutores e cadeias de isoladores.

É possível verificar, pela Figura (3.13), a direção das forças aplicadas. O eixo dos xx's será o eixo longitudinal, o eixo dos yy's será o eixo transversal e o eixo zz's, o eixo vertical.

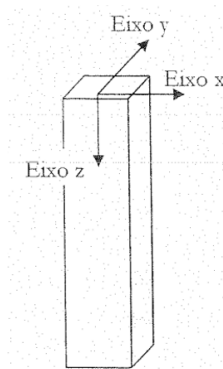


Figura 3.13: Eixos de aplicação das forças nos apoios [18].

No cálculo dos esforços de cada apoio há vários fatores a interceder:

- Forças de tração dos condutores;

- Forças de tração máxima exercidas em caso de rotura;
- A sobrecarga do vento e peso dos componentes, como os condutores, apoios, isoladores e travessas.

3.5 Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores

Nos apoios de alinhamento, com cadeias de isoladores em suspensão, realiza-se o cálculo do máximo desvio transversal que essa cadeia pode sofrer, devido ao facto destas terem liberdade para se movimentarem no espaço por causa da ação do vento sobre a mesma, ou da variação de tração dos condutores.

É assim necessário verificar se o desvio causado pelos fatores referidos não ultrapassa o desvio máximo admissível de 60 graus, definidos pela EDP - Distribuição, já que as cadeias de suspensão se encontram, por norma, numa posição inclinada em relação ao eixo vertical, o que não acontece com os apoios com cadeias de amarração.

A Figura (3.14) que abaixo se apresenta, ilustra o desvio transversal de uma cadeia de suspensão, provocado pelo vento:

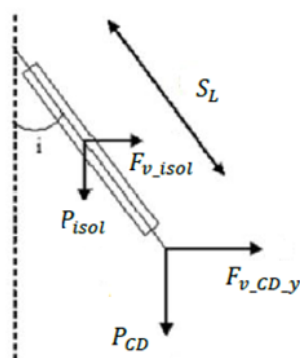


Figura 3.14: Desvio transversal da cadeia de isoladores. [19]

As forças aplicadas nesta situação são as seguintes:

- $F_{V_CD_y}$ - Força do vento sobre o cabo condutor (em daN);
- F_{V_isol} - Força do vento sobre a cadeia de isoladores (em daN);
- P_{CD} - Peso do cabo condutor (em daN);
- P_{isol} - Peso da cadeia de isoladores (em daN);
- S_L - Comprimento da cadeia de isoladores (em m).

Para o cálculo do desvio transversal das cadeias de isoladores utiliza-se o valor da pressão dinâmica do vento máximo para o estado de primavera e, como tal, não se considera gelo na expressão do peso do cabo condutor.

A seguinte expressão demonstra como se calcula o desvio transversal (3.18):

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{F_{v_CD_y} + F_{v_isol}}{P_{CD} + \frac{P_{isol}}{2}} \right) (grados) \quad (3.18)$$

As expressões para calcular P_{CD} e $F_{v_CD_y}$ apresentam-se de seguida:

$$P_{CD} = \omega \times (X_{0esq.} + X_{0dir.}) (daN) \quad (3.19)$$

Onde:

- ω - peso próprio (em daN/m);
- X_0 esq. – Vão peso à esquerda do apoio considerado (em m).
- X_0 dir. – Vão peso à direita do apoio considerado (em m).

$$F_{v_CD_y} = \alpha \times c \times q \times d \times \frac{L_1 + L_2}{2} (daN) \quad (3.20)$$

Onde:

- α - coeficiente de redução, que toma sempre o valor de 0,6 quer para cabos condutores, quer para cabos de guarda;
- c - coeficiente de forma;
- q - pressão dinâmica (em Pa);
- d - diâmetro dos condutores a considerar (em mm²).
- L_1 e L_2 representam o comprimento dos vãos contíguos ao apoio (em m).

O peso dos isoladores (P_{isol}) e a força do vento dos isoladores (F_{v_isol}) são conhecidos logo à partida.

Deste modo, como já foi referido, se o ângulo de desvio i for menor que 60 grados, valor máximo admissível pela EDP - Distribuição, é cumprida a norma regulamentar. Mas, no caso do desvio transversal ultrapassar o máximo admissível, normalmente, substituem-se as cadeias de suspensão por cadeias de amarração ou aumentam-se as alturas dos apoios.

3.6 Ângulo dos Condutores nas Fixações

Devido à forma como os condutores são fixados às cadeias de suspensão, o ângulo mínimo que devem formar no ponto de fixação é de 167 grados.

Para o cálculo do ângulo total formado pelo condutor na fixação é necessário observar a Figura (3.15):

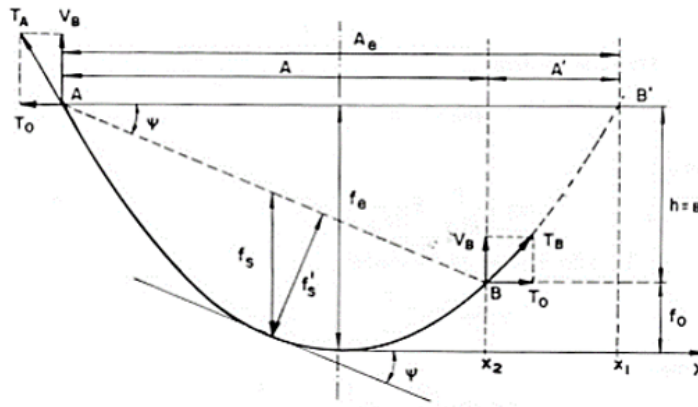


Figura 3.15: Vão desnivelado 2. [12]

Onde:

- Pontos A, B – Pontos de fixação do condutor no vão real;
- Ponto B' – Ponto de fixação do condutor no vão fictício AB';
- A – Comprimento do vão real (em m);
- A' – Comprimento entre B e B', equivalente ao necessário para um vão de nível fictício AB';
- A_e – Comprimento do vão fictício (em m);
- h – desnível entre os pontos de fixação A e B nos apoios (em m);
- V_A – Carga vertical no ponto de fixação A (em daN);
- V_B – Carga vertical no ponto de fixação B (em daN);
- T_A – Tração axial no ponto A (em daN);
- T_B – Tração axial no ponto B (em daN);
- T₀ – Tração axial no vértice da curva (em daN).

O ângulo de cada contribuição à esquerda (δ_1) e à direita (δ_2) dos condutores nas fixações é dado pelas expressões que abaixo se apresentam, resultando então, da análise da Figura (3.15).

Comprimento do vão fictício (A_e):

Por análise da Figura (3.15), conclui-se que o vão fictício à esquerda é dado pela seguinte expressão:

$$A_e = 2 \times (X - X_0) \text{ (m)}; \quad (3.21)$$

Onde:

- $X-X_0$ – representa o vão peso à esquerda do apoio a considerar (em m).

A carga vertical nos pontos de fixação (V_A):

$$V_A = \frac{A_e \times \omega}{2} (N), \quad (3.22)$$

Onde:

- ω é o peso próprio do condutor (em daN/m).

A tração axial nos pontos de fixação (T_0):

$$T_A = \frac{p \times \omega}{2} (N), \quad (3.23)$$

Em que:

- p - parâmetro da catenária ou parâmetro de parábola, entre os apoios a considerar, (em m).
- ω - peso próprio do condutor (em daN/m).

Assim sendo, têm-se todos os valores necessários para o cálculo do ângulo da contribuição à esquerda δ_1 , obtendo-se então:

$$\delta_1 = \tan^{-1} \left(\frac{T_0}{V_A} \right) (grados) \quad (3.24)$$

O ângulo de cada contribuição à direita (δ_2) dos condutores resulta das expressões abaixo demonstradas:

Comprimento do vão fictício (A_e):

$$A_e = 2 \times X_0 (m) \quad (3.25)$$

Onde:

- X_0 representa o vão peso à direita do apoio a considerar (em m).

Os valores de V_A , T_0 e do ângulo são calculados de forma semelhante ao que foi feito anteriormente para a esquerda.

Deste modo, seja δ_{total} o ângulo do total formado pelo condutor na fixação, que corresponde ao somatório de δ_1 e δ_2 é obtido através da expressão (3.26):

$$\delta_{total} = \delta_1 + \delta_2 (grados) \quad (3.26)$$

3.7 Cálculo Elétrico

O cálculo elétrico de uma linha aérea AT tem como objetivo a determinação da intensidade de corrente máxima admissível, das quedas de tensão, das resistências mecânicas e das perdas de energia.

A escolha dos condutores a utilizar numa linha aérea depende da energia a transportar à carga.

Nesta secção mostra-se o cálculo das características elétricas de uma linha aérea AT, com vista à sua exploração a longo prazo.

3.7.1 Intensidade da Corrente

A intensidade da corrente estipulada que transita numa linha depende da tensão estipulada da linha e da potência instalada na carga. A sua determinação é obtida através da seguinte expressão (3.27)[44]:

$$I = \frac{S_N}{\sqrt{3} \times U_c \times \cos \varphi} \text{ (A)} \quad (3.27)$$

Onde:

- I – Intensidade da corrente (em A);
- S_N – Potência aparente (em VA);
- U_c – Tensão composta estipulada da linha (em kV);
- $\cos \varphi$ - Fator de potência (geralmente 0,9).

3.7.2 Perda de Energia

É de grande importância que se calculem as perdas de energia num dimensionamento de uma linha aérea AT, uma vez que se quer garantir uma alta fiabilidade no transporte de energia, dando também garantias ao consumidor. Tal facto só é possível diminuindo o valor das perdas na linha.

As perdas de energia por efeito de Joule (P), são expressas pela expressão (3.28):

$$P = n \times R \times I^2 \text{ (W)} \quad (3.28)$$

Onde:

- n - Número de condutores da linha;
- R - Resistência da linha calculada por $R_k \times L$, onde L é o comprimento da linha (em km) e R_k é a resistência elétrica do cabo condutor (em Ω);
- I - Intensidade de corrente (em A).

3.7.3 Distância Geométrica Entre Fases

A Figura (3.16) ilustra a numeração das fases de um apoio metálico, para linha dupla com disposição simétrica das fases (à esquerda) e para linha dupla com disposição anti-simétrica das fases (à direita). Estes dados vão ser utilizados para o cálculo da distância geométrica entre fases.

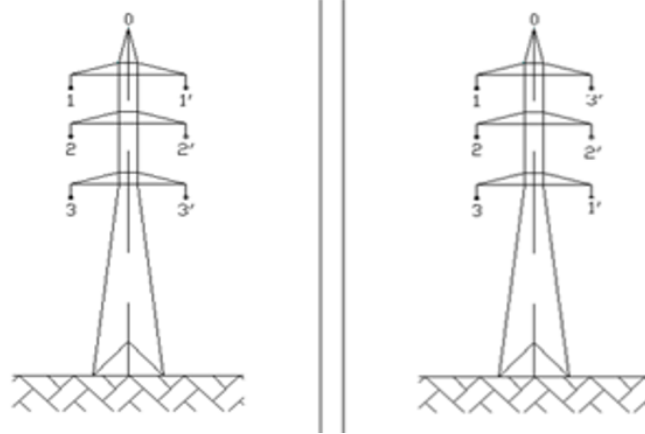


Figura 3.16: Representação da estrutura de um apoio metálico, com disposição simétrica das fases (à esquerda) e com disposição anti-simétrica das fases (à direita) [12].

A expressão (3.29) permite que se faça o cálculo da distância equivalente entre condutores:

$$D_M = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{13}} \quad (m) \quad (3.29)$$

Onde:

- D_{12} - distância entre os condutores 1 e 2 (em m);
- D_{13} distância entre os condutores 1 e 3 (em m);
- D_{23} distância entre os condutores 2 e 3 (em m).

Então:

$$D_{M1} = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{13}} \quad (m) \quad (3.30)$$

$$D_{M2} = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{13}} \quad (m) \quad (3.31)$$

Onde:

- $D_{11'}$ - distância entre os condutores 1 e 1' (em m);
- $D_{22'}$ - distância entre os condutores 2 e 2' (em m);
- $D_{33'}$ - distância entre os condutores 3 e 3' (em m);

- $D_{12'}$ - distância entre os condutores 1 e 2' (em m);
- $D_{13'}$ - distância entre os condutores 1 e 3' (em m);
- $D_{23'}$ - distância entre os condutores 2 e 3' (em m);
- $D_{21'}$ - distância entre os condutores 2 e 1' (em m);
- $D_{31'}$ - distância entre os condutores 3 e 1' (em m);
- $D_{32'}$ - distância entre os condutores 3 e 2' (em m);

3.7.4 Coeficiente de Auto-indução

O coeficiente de auto-indução (L_k), também chamado de indutância e é um dos parâmetros que mais afeta o transporte de energia nas linhas. Esta indutância simboliza os campos magnéticos aquando da passagem da corrente e para linhas duplas é calculada pela expressão (3.32)[12]:

$$L_k = 2 \times \left[\frac{1}{4 \times n} + \log \left(\frac{D_M \times D_{M2}}{r_B \times D_{M1}} \right) \right] \times 10^{-4} \text{ (H/km)} \quad (3.32)$$

Sendo que:

- n - Número de condutores por fase onde $n=1$;
- D_M , D_{M1} e D_{M2} - distância geométrica equivalente entre condutores (em mm);
- r_B - raio do cabo condutor (em mm).

O valor do coeficiente de auto-indução deve ser calculado de forma separada para os diferentes apoios, já que a distância geométrica entre fases varia conforme os apoios.

3.7.5 Reactância Elétrica

Tanto a queda de tensão como a capacidade de transporte da linha são influenciadas pela reactância elétrica.

A expressão para calcular a reactância elétrica total de uma linha (X_k) é dada por (3.33)[19]:

$$X_k = L_k \times \omega \times L \text{ (}\Omega\text{)} \quad (3.33)$$

Onde:

- ω - diz respeito à velocidade angular (em rad/s);
- L_k - ao coeficiente de auto-indução (em H/km) ;
- L - comprimento da linha relativa a esse tipo de apoios (em km).

3.7.6 Queda de Tensão

A queda de tensão depende de parâmetros, como por exemplo, a resistência elétrica e a reatância indutiva da linha.

Quanto maior for a distância percorrida pela corrente elétrica maior será o comprimento do condutor, originando assim, maiores quedas de tensão.

A expressão através da qual a queda de tensão entre as extremidades da linha pode ser obtida é (3.34)[19]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \times \cos\varphi + X_c \times \sin\varphi) \text{ (V)} \quad (3.34)$$

Onde:

- I - Intensidade de corrente (em A);
- R - Resistência elétrica do condutor (em Ω);
- $\cos \varphi$ - Fator de potência (sem unidades);
- X_c - Reactância elétrica do condutor (em Ω)).

Para se obter o valor da queda de tensão em percentagem utiliza-se a expressão (3.35):

$$U = \frac{\Delta U}{U} \times 100 \text{ (\%)} \quad (3.35)$$

A queda de tensão deve ter um valor inferior a 10% da tensão estipulada da linha.

Capítulo 4

Benchmarking

Nos dias de hoje, com o aumento da competição a nível do mercado nacional e internacional, tornou-se uma prioridade das empresas a procura pela melhoria nos seus processos de desempenho.

O alcance de vantagens competitivas é um critério importantíssimo, para que as empresas continuem no ativo, deste modo, o *benchmarking* ajuda bastante nesta prática, uma vez que permite analisar com algum detalhe quais e onde as melhorias são exigidas, analisando também como outras empresas atingem os seus altos níveis de desempenho.

Neste capítulo, será apresentado um *benchmarking* pedido pela EDP - Distribuição, onde serão estudados alguns tipos de condutores, analisando algumas das suas características, tais como, a corrente estipulada, a resistência elétrica, as perdas de Joule, as flechas, entre outras. Todos estes condutores serão possíveis de ser utilizados pela empresa referida anteriormente, cujo critério de escolha do melhor condutor a utilizar ficará ao encargo da mesma.

Os condutores estudados foram limitados a uma dada secção máxima, já que este é um dos parâmetros que tem impacto nas perdas e a utilização de secções superiores provocaria esforços não suportáveis pelos apoios normalizados pela EDP - Distribuição.

Analisaram-se os seguintes condutores:

- AAC - *All Aluminium Conductor*;
- AAAC - *All Aluminium Alloy Conductor*;
- ACSR - *Aluminium Conductor Steel Reinforced*;
- ACAR - *Aluminium Conductor Alloy Reinforced*;
- ACCC - *Aluminium Conductor Composite Core*.

4.1 Breve Descrição dos Condutores Estudados

Nesta secção será apresentada uma breve descrição dos condutores que se irão analisar no *benchmarking*.

4.1.1 Condutores AAC

O condutor do tipo AAC é constituído por fios de alumínio rígidos dispostos em camadas, apresentando todos o mesmo diâmetro nominal.

Normalmente é utilizado em zonas de poluição muito forte e em zonas costeiras, que apresentem um alto nível de corrosão.

De um modo geral, apresenta uma boa resistência à corrosão, boas características elétricas, é fácil de comprimir e o alumínio apresenta uma condutividade de 61% (IACS – *International Annealed Copper Standard*)[45] [46].

Na Figura (4.1) é possível observar um exemplo de um condutor AAC.



Figura 4.1: Exemplo de um condutor do tipo AAC - ASTM B-231 standard - Code Word CANNA. [20]

4.1.2 Condutores AAAC

O condutor do tipo AAAC é constituído por fios de liga de alumínio dispostos em camadas concêntricas, tendo todos o mesmo diâmetro nominal.

Trata-se de um condutor que é utilizado normalmente em linhas aéreas de MT, AT e MAT. Por norma, utiliza-se na substituição dos condutor AAC, quando se pretende uma maior resistência mecânica, e dos condutores ACSR, quando se pretende, de igual modo, uma maior resistência à corrosão.

A liga de alumínio possui uma capacidade de resistência à tensão superior à do alumínio AL1, e apresenta também uma condutividade entre 52,5 e 53% de IACS.

Possuem uma resistência à corrosão bem maior do que a dos condutores ACSR e a proporção de tensão/peso é maior do que a dos condutores padrão AAC [45].

Este tipo de condutor pode ser observado na Figura (4.2).



Figura 4.2: Exemplo de um condutor do tipo AAAC – Code Word BUTTE. [21]

4.1.3 Condutores ACSR

O condutor do tipo ACSR é indicado para transporte de energia em linhas aéreas com grandes quilômetros de extensão. Pode ser utilizado para proteção contra descargas atmosféricas das linhas aéreas MAT e AT e do parque exterior das subestações (cabos de guarda).

É constituído por uma ou várias camadas de fios de alumínio, dispostos em camadas concêntricas em torno de um núcleo (alma) de aço galvanizado de alta resistência. É possível variar a proporção relativa da área de secção transversal de alumínio e aço, a fim de se obter a melhor relação entre capacidade de transporte de corrente e resistência mecânica para cada aplicação.

Apresenta boa resistência à corrosão e boa relação entre peso e força [45].

Apresenta-se um exemplo de um condutor ACSR, na Figura (4.3).



Figura 4.3: Exemplo de um condutor do tipo ACSR. [22] [23]

4.1.4 Condutores ACAR

O condutor do tipo ACAR, condutor de alumínio com alma de liga reforçada, é utilizado para proteção de linhas aéreas MT, AT e MAT. Utiliza-se sobretudo para linhas aéreas extensas e localizadas em ambientes pesados, isto é, ambientes contaminados ou corrosivos.

Apresenta na sua constituição uma ou várias camadas de fios de alumínio nus, dispostos em camadas concêntricas em torno de um núcleo de liga de alumínio. Para aplicações específicas, é

possível variar a proporção relativa da área de secção transversal de alumínio e da liga de alumínio do condutor.

Tem uma boa resistência à corrosão e a relação entre a força e o peso permite que seja utilizado em linhas de grande comprimento [45].

Na Figura (4.4), mostra-se um exemplo de um condutor do tipo ACAR.



Figura 4.4: Exemplo de um condutor do tipo ACAR - ASTM- B 524. [24]

4.1.5 Condutores ACCC

Este tipo de condutor ACCC apresenta um núcleo composto de fibra de carbono e de vidro, cujos componentes estão ligados por uma resina *epoxy* de alta temperatura. Os fios de alumínio são trapezoidais, o que torna estes condutores mais compactos. As fibras utilizadas no núcleo são 25% mais resistentes e 60% mais leves que o aço, originando uma diminuição do peso do núcleo [41]. É utilizado em linhas aéreas AT com necessidade de diminuição das flechas, com a possibilidade de operar a altas temperaturas, quando comparado com outros condutores com o mesmo peso e diâmetro. Geralmente, apresenta maior resistência a esforços mecânicos, menores perdas, maior capacidade de transporte e revela-se bastante eficiente [45] [47]. Abaixo, na Figura (4.5) apresenta-se um exemplo de um condutor de alta temperatura ACCC.

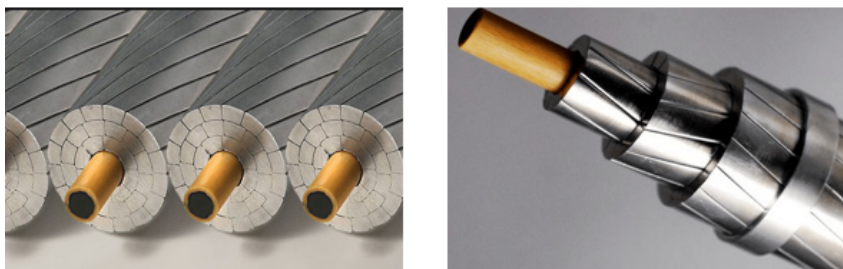


Figura 4.5: Exemplo de um condutor do tipo ACCC. [25] [26]

4.2 Breve Análise das Características dos Condutores Referidos

Nas Tabelas (4.1), (4.2), (4.3), (4.4), (4.5) e (4.6) é possível observar as diferentes características dos condutores, como a secção, a capacidade de transporte, a resistência elétrica, as flechas, entre outros aspetos.

Considere-se então, uma linha aérea imaginária utilizada para a realização da comparação das características dos condutores, projetada para os seguintes valores de corrente:

- 400 A;
- 600 A;
- 1200 A.

Deste modo, analisam-se os seguintes condutores:

- AAC;
- AAAC;
- ACSR;
- ACAR;
- ACCC.

Comparando estes condutores tomando como referência os valores das correntes anteriormente apresentadas, obtêm-se os resultados abaixo demonstrados.

Para 400 A:

Para as comparações realizadas nesta tabela, consideraram-se os valores de correntes estipuladas dos condutores AAC, AAAC e ACSR, para as seguintes condições de funcionamento:

- Velocidade do vento de 0,6 m/s;
- Temperatura ambiente de 35°C;
- Temperatura máxima de funcionamento dos condutores de 80°C (regime permanente) [38].

Tabela 4.1: Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 400 A - Parte 1.

Tipo de condutor	Designação	Nova designação	Corrente (A)	Corrente Máxima (A)	Secção (mm ²)
AAC	HORNET	158 - AL1	400	470	157,60
AAAC	ASH	181 - AL3	400	485	180,70
ACSR	PARTRIDGE 160	136 - AL1/22 - ST1A	400	490	156,90

Tabela 4.2: Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 400 A - Parte 2.

Designação	Resistência Elétrica (Ohm/km) a.c. a 25°C	Perdas (kW/km)	T _{max} (daN/mm ²)	Flecha (m)
HORNET	0,1823	87,50	5,3	10,30
ASH	0,1830	87,84	9,4	8,00
PARTRIDGE 160	0,2146	103,01	10,3	7,72

Consultando as Tabelas (4.1) e (4.2), é possível observar que para uma mesma corrente de 400A, o AAC – HORNET é o condutor que apresenta uma menor resistência elétrica e, consequentemente, menores perdas por quilómetro do que os restantes condutores utilizados nesta comparação.

O ACSR - PARTRIDGE é o condutor que apresenta uma maior resistência elétrica e, por isso, maiores perdas do que os restantes condutores em análise. É também o cabo condutor com a flecha máxima¹ mais reduzida, de 7,72 m. O cabo condutor que apresenta uma maior flecha máxima é o AAC – HORNET.

O ACSR – PARTRIDGE permite uma maior tensão máxima², de cerca de 10,3 daN/mm², sendo que o cabo condutor que permite uma tensão máxima menor é o AAC – HORNET, com 5,3 daN/mm².

Para este nível de corrente não foram considerados condutores ACAR nem condutores ACCC.

Para 600A:

Tabela 4.3: Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 600 A - Parte 1.

Tipo de condutor	Designação	Nova designação	Corrente (A)	Corrente Máxima (A)	Secção (mm ²)
AAC	SPIDER	238 – AL1	600	615	237,6
AAAC	ASTER 288	288 – AL4	600	655	288,30
ACSR	BEAR 326	264-AL1/62-ST1A	600	680	326,10
ACAR	500 - ASTM B-524 standard	-	600	700	252,9
ACCC	HELSINKI	-	600	813	158,8

Por observação das Tabelas (4.3) e (4.4) é possível verificar que o cabo condutor que apresenta uma menor resistência e, por isso, menores perdas é o ACSR - BEAR 326.

¹Foi sempre utilizado um vão de 300 m e um vento máximo de 900 Pa para o cálculo dos valores das flechas máximas, de todos os condutores estudados.

²T_{max} foi calculada considerando uma redução de 20% do valor de tensão máxima prevista no R.S.L.E.A.T. para todos os condutores analisados.

Tabela 4.4: Comparação dos diferentes cabos condutores para uma corrente de 600 A - Parte 2.

Designação	Resistência Elétrica (Ohm/km) a.c. a 25°C	Perdas (kW/km)	T _{max} (daN/mm ²)	Flecha (m)
SPIDER	0,1210	130,68	5,12	10,08
ASTER 288	0,1154	124,63	10,40	7,62
BEAR 326	0,1093	118,04	10,73	7,41
500 - ASTM B-524 standard	0,1189	128,41	5,62	9,93
HELSINKI	0,1824	196,99	13,90	9,90

O condutor que permite uma tensão máxima³ mais elevada, de cerca de 13,90 daN/mm² é o ACCC – HELSINKI, enquanto que o que permite uma tensão máxima mais baixa é o ACC – SPIDER.

A flecha máxima⁴ mais reduzida pertence ao ACSR – BEAR 326, com 7,41 m, enquanto que o cabo condutor, cuja flecha máxima é mais elevada é o AAC – SPIDER, com 10,08 m.

Neste caso, além das condições de funcionamento anteriormente referidas, a que os condutores AAC, AAAC, ACSR e ACAR estão sujeitos, para os condutores ACCC as condições de funcionamento são as seguintes:

- Velocidade do vento de 0,6 m/s;
- Temperatura ambiente de 35°C;
- Temperatura máxima de funcionamento dos condutores de 150°C (regime permanente)[47].

Para 1200A:

Tabela 4.5: Comparação dos diferentes tipos de condutores para uma corrente de 1200 A - Parte 1.

Tipo de condutor	Designação	Nova designação	Corrente (A)	Corrente Máxima (A)	Secção (mm ²)
AAC	SPIDER (2x)	238 – AL1	1200	615	237,6
AAAC	ASTER 288 (2x)	288 – AL4	1200	655	288,30
ACSR	BEAR 326 (2x)	264-AL1/62-ST1A	1200	680	326,10
ACAR	500 - ASTM B-524 standard (2x)	-	1200	700	252,9
ACCC	AMSTERDAM	-	1200	1355	418,4

³ T_{max} foi calculada considerando uma redução de 20% do valor de tensão máxima prevista no R.S.L.E.A.T. para todos os condutores analisados.

⁴Foi sempre utilizado um vão de 300 m e um vento máximo de 900 Pa para o cálculo dos valores das flechas máximas, de todos os condutores estudados.

Tabela 4.6: Comparação dos diferentes tipos de condutores para uma corrente de 1200 A - Parte 2.

Designação	Resistência Elétrica (Ohm/km) a.c. a 25°C	Perdas (kW/km)	Tmax (daN/mm ²)	Flecha (m)
SPIDER (2x)	0,06050	318,17	5,12	10,08
ASTER 288 (2x)	0,05770	249,26	10,40	7,62
BEAR 326 (2x)	0,05465	236,09	10,73	7,41
500 - ASTM B-524 standard	0,05945	338,69	5,62	9,93
AMSTERDAM	0,1824	256,82	9,36	8,68

Agora, para uma corrente de 1200 A, pelas Tabelas (4.5) e (4.6), repara-se que dois ternos⁵ do condutor ACSR – BEAR apresentam perdas menores, devido à baixa resistência que este tipo de cabo condutor possui.

O condutor AAC - SPIDER permite uma tensão máxima⁶ mais reduzida, de cerca de 5,12 daN/mm², enquanto que o cabo ACSR – BEAR permite uma maior tensão máxima, de 10,73 daN/mm².

A flecha máxima⁷ de valor mais elevado é apresentada pelo cabo AAC – SPIDER, enquanto que o cabo AAAC – ASTER 288 apresenta a flecha máxima de menor valor de todos os cabos condutores em análise.

⁵São considerados dois ternos para o AAC - SPIDER, para o AAAC - ASTER 288, para o ACSR – BEAR e para o ACAR - ASTM B-524 standard – 500.

⁶T_{max} foi calculada considerando uma redução de 20% do valor de tensão máxima prevista no R.S.L.E.A.T. para todos os condutores analisados.

⁷Foi sempre utilizado um vão de 300 m e um vento máximo de 900 Pa para o cálculo dos valores das flechas máximas para todos os condutores analisados.

Capítulo 5

Análise do Projeto da Linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I

Neste capítulo será apresentado o projeto em análise (Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I), como também o cálculo mecânico para a solução alternativa, que é a substituição dos condutores existentes na linha, por condutores do tipo ACCC 380 AMSTERDAM.

5.1 Apresentação do Projeto da Linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I

No último ano, no concelho de Vila Pouca de Aguiar, foi necessário duplicar a capacidade de algumas linhas aéreas de transporte de energia, devido à integração de parques eólicos, recursos hídricos e ao aumento populacional.

Devido à necessidade de realizar o *uprating* da linha que liga Vila Pouca de Aguiar a Soutelo I, também localizado na mesma região, surgiram duas soluções, uma convencional e outra alternativa.

A solução convencional passa pela construção de uma linha em paralelo à linha existente, utilizando o mesmo tipo de condutores já implementados (ACSR 326).

A solução alternativa, passa pela realização da substituição dos condutores ACSR, por condutores de alta temperatura ACCC, que permitirão manter o corredor existente, isto é, promover o aproveitamento dos apoios, poupando na mão de obra, na realização de maciços e fundações e no transporte de materiais, entre outros aspetos, substituindo apenas os condutores utilizados.

A EDP – Distribuição propôs que se projetasse a solução alternativa, que seria, como referido, a substituição dos condutores de alumino-aço, pelos condutores de alta temperatura. Assim sendo, no projeto em estudo irá considerar-se a utilização do condutor ACCC 380 AMSTERDAM.

O nome do projeto a analisar - **Vila Pouca de Aguiar (REN) – Soutelo I** deve-se ao facto desta linha, com um comprimento de 1951 m e 16 apoios instalados, se projetar entre a subestação (SE) da REN, de Vila Pouca de Aguiar, criada em 2008, até Soutelo I, também localizado em Vila Pouca. A criação da primeira SE referida, permitiu o reforço da fiabilidade e das condições

de segurança no abastecimento de energia aos mais de 400 mil habitantes da região de Trás-os-Montes e Alto Douro [48].

Veja-se na Figura (5.1) a localização geográfica da linha de 60kV de Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I implementada.

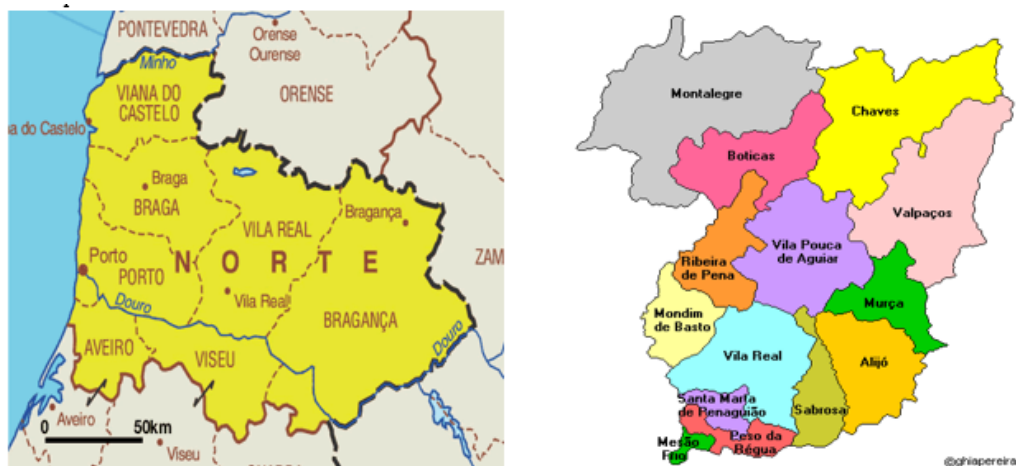


Figura 5.1: Localização geográfica da linha de 60kV (distrito a norte de Portugal – Vila Real - Vila Pouca de Aguiar.) [27] [28]

É também possível ver a disposição da linha no terreno, através do site da EDP - Distribuição – Rede , como apresentado na Figura (5.2).

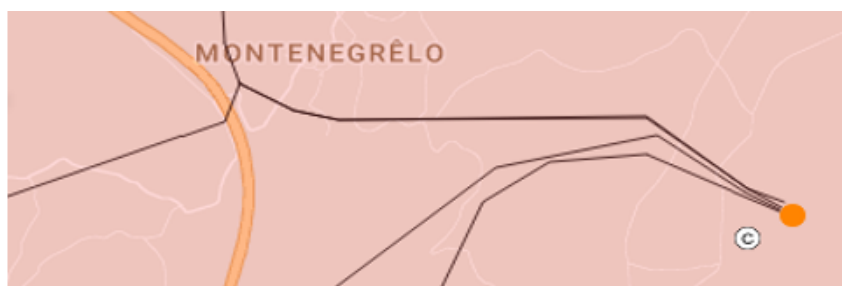


Figura 5.2: Localização da implementação da linha 60kV Vila Pouca de Aguiar-Soutelo I, EDP Rede. [29]

Para analisar este projeto com mais precisão foi realizado o cálculo mecânico e o cálculo elétrico, que serão apresentados ao longo deste capítulo.

5.2 Cálculo Mecânico

Neste capítulo realizou-se o cálculo mecânico para a solução alternativa, respeitante à linha de 60kV que faz a ligação da SE de Vila Pouca de Aguiar (REN) à SE de Soutelo I, apresentando-se o perfil da linha no Anexo (A).

Inicialmente, calculou-se o valor teórico das tensões mecânicas no cabo condutor e no cabo de guarda, para assim se ter uma noção da tensão máxima que se pode solicitar a ambos os cabos, sem existir perigo de rotura.

5.2.1 Tensões mecânicas do ACCC 380 e do Guinea 130

Calculando a tensão máxima de rotura para o **ACCC 380** utilizando a expressão (3.9) presente na secção (3.3), obtém-se:

$$t_{max} = \frac{12260}{418,4 \times 2,5} = 11,72 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.1)$$

Deste modo, de forma idêntica ao que foi feito anteriormente para o ACCC, agora, para o **ACSR Guinea 130**, a tensão máxima de rotura é de:

$$t_{max} = \frac{6646}{127,54 \times 2,5} = 20,84 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.2)$$

Na Tabela (5.1) são apresentadas as tensões máximas a que os condutores ficam sujeitos nas condições mais desfavoráveis, para os vários cantões.

Tabela 5.1: Tensão mecânica máxima de serviço do ACCC 380 e do Guinea ACSR 130.

Nº do Cantão	$t_{serv} \text{ (daN/mm}^2\text{)}$		
	Cantão	Cabos Condutores	Cabos de Guarda
0	Pórtico - Apoio 1	1,5	3
1	Apoio 1 - Apoio 2	7	13,5
2	Apoio 2 – Apoio 6	7	14,5
3	Apoio 6 – Apoio 10	7	14,5
4	Apoio 10 – Apoio 13	7	14,5
5	Apoio 13 – Apoio 14	6	11
6	Apoio 14 - Apoio 15	5	10
7	Apoio 15 - Apoio 16	3	8

Sabe-se que a tensão mecânica máxima de serviço a aplicar aos vãos da linha tem de ser menor do que os valores anteriormente calculados.

Assim sendo, por observação da Tabela (5.1), é possível concluir que a condição $t_{serv} < t_{max}$, se verifica, já que $7 < 11,72 \text{ daN/mm}^2$, para o ACCC 380.

Novamente, por observação da Tabela (5.1), como $14,5 < 20,84 \text{ daN/mm}^2$, pode concluir-se que a condição $t_{serv} < t_{max}$ é respeitada, para o Guinea 130.

5.2.2 Ação dos Agentes Atmosféricos sobre a Linha

A linha em estudo é de 60kV, encontrando-se a uma altitude superior a 700 m, no distrito de Vila Real, e como tal, é necessário que se inclua nos cálculos a formação de gelo nos condutores.

Estando perante uma zona acidentada, a dimensão da espessura do gelo varia com a altitude em questão. Deste modo, utilizaram-se espessuras de 12 a 18 mm, de acordo com a altura da linha ao solo.

Como valores de pressão dinâmica utilizou-se um escalão de vento máximo habitual de 900 Pa e de vento mínimo de 360 Pa até ao cantão 3, do cantão 4 em diante, utilizou-se um escalão de vento máximo habitual de 1050 Pa e de vento mínimo de 450 Pa.

Ora, como já referido, tratando-se de uma linha de 60kV, utilizou-se uma temperatura de 150°C para o condutor ACCC, para o estado de verão, e uma temperatura máxima fictícia de 80°C para o cabo de guarda.

Já que neste projeto se utilizou um condutor com um diâmetro superior a 15,8 mm, considera-se um valor de coeficiente de forma c igual a 1, e para o cabo de guarda, como terá um diâmetro compreendido entre 12,5 e 15,8, utiliza-se um coeficiente c de 1,1.

Mais abaixo, neste capítulo serão calculadas as forças do vento e os coeficientes de sobrecarga para os diferentes estados atmosféricos.

5.2.2.1 Cálculo das Forças do Vento

Observem-se as tabelas auxiliares (5.2), (5.3), (5.4), (5.5) e (5.6) seguintes:

Tabela 5.2: Valores dos coeficientes de forma c , conforme os diferentes diâmetros dos condutores.

Diâmetro (mm)	Coeficiente de forma c
<12,5	1,2
de 12,5 a 15,8	1,1
>15,8	1

Tabela 5.3: Temperatura para os diferentes estados atmosféricos.

Estado	Temperatura (°C)
inverno com gelo	-10
inverno sem gelo	-5
primavera	15
verão para o ACCC 380	150
verão para o Guinea 130	80

Tabela 5.4: Pressão dinâmica q , de acordo com as diferentes alturas acima do solo.

Altura acima do solo (m)	Pressão dinâmica q (Pa)	
	Vento máximo	Vento reduzido
<30	750	300
entre 30 e 50	900	360
>50	1050	420

Tabela 5.5: Espessura do gelo de acordo com as diferentes altitudes.

Altitude (m)	Espessura do gelo (mm)
700 - 800	12
800 - 900	14
900 - 1000	16
1000 - 1100	18
1100 - 1200	20
1200 - 1300	22

Tabela 5.6: Valor de α para os condutores e densidade do gelo ρ .

α	0,6
$\rho_{\text{gelo}} \text{ (kg/dm}^3\text{)}$	0,9

Será exemplificado o cálculo para o cantão número 1 do projeto Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I.

Deste modo, considerando daqui para a frente uma cota de 1072 m, uma espessura de gelo de 18 mm, e uma pressão dinâmica de 900 Pa, juntamente com a observação das tabelas auxiliares (5.2), (5.3), (5.4), (5.5) e (5.6), a força do vento para o estado de inverno, para o **ACCC 380**, calculada com recurso à expressão (3.10) é:

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 36 \times (23,55 + 2 \times 18) \times 10^{-3} = 1,29 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.3)$$

A força do vento para o estado de primavera, para este mesmo condutor é:

$$F_{v2} = 0,6 \times 1 \times 90 \times 23,55 \times 10^{-3} = 1,27 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.4)$$

Considerando as mesmas condições anteriores para o **Guinea 130**, a força do vento para o estado de inverno é:

$$F_{v1} = 0,6 \times 1 \times 36 \times (14,63 + 2 \times 18) \times 10^{-3} = 1,20 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.5)$$

Para o estado de primavera, a força do vento para este condutor é de:

$$F_{v2} = 0,6 \times 1 \times 90 \times 14,63 \times 10^{-3} = 0,87 \text{ daN/mm}^2 \quad (5.6)$$

Abaixo nas tabelas (5.7) e (5.8) é possível observar as forças do vento para o estado de inverno e para o estado de primavera, para o cabo condutor ACCC 380 e para o cabo de guarda Guinea, respetivamente:

Tabela 5.7: Força do vento para os estados atmosféricos de inverno e primavera para o cabo condutor ACCC 380.

Forças do vento				
Designação	Estado clim.	Força do vento	Resultado	Unidades
Cabo condutor ACCC 380	inverno	F_{v1}	1,29	daN/m
	primavera	F_{v2}	1,27	daN/m

Tabela 5.8: Força do vento para os estados atmosféricos de inverno e primavera para o cabo Guinea ACSR 130.

Forças do vento				
Designação	Estado clim.	Força do vento	Resultado	Unidades
Cabo de guarda ACSR 130	inverno	F_{v1}	1,20	daN/m
	primavera	F_{v2}	0,87	daN/m

5.2.3 Coeficientes de Sobrecarga

Nesta secção calculam-se os coeficientes de sobrecarga para cada estado atmosférico, quer para o ACCC 380, quer para o Guinea, para os cantões nºs 1, 2 e 3.

Coeficiente de sobrecarga (m_1) para o estado de inverno para o ACCC 380:

$$m_1 = \frac{\sqrt{\{1,112 + 900 \times \frac{\pi}{4} [((23,55 + 2 \times 18) \times 10^{-3})^2 - (23,55 \times 10^{-3})^2]\}^2 + 1,29^2}}{1,112} = 3,12 \quad (5.7)$$

Coeficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de primavera para os mesmos condutores, considerando ρ do gelo como zero:

$$m_2 = \frac{\sqrt{1,112^2 + 1,27^2}}{1,112} = 1,52 \quad (5.8)$$

Onde, como já referido anteriormente, m_1 diz respeito ao estado atmosférico de inverno e m_2 diz respeito ao estado atmosférico de primavera.

Abaixo apresenta-se o cálculo do coeficiente de sobrecarga (m_3) para o estado de verão. Como neste estado a força do vento é zero, resulta assim, a seguinte expressão:

$$m_3 = \frac{\sqrt{\omega^2}}{\omega} \quad (5.9)$$

Onde:

- ω representa o peso próprio do condutor a considerar, em daN/m.

É calculado m_3 para o **cabo condutor ACCC 380** e para o **cabo de guarda Guinea 130**, respetivamente. Deste modo:

$$m_3 = \frac{\sqrt{1,112^2}}{1,112} = 1 \quad (5.10)$$

$$m_3 = \frac{\sqrt{0,59^2}}{0,59} = 1 \quad (5.11)$$

Coefficientes de sobrecarga para o estado de inverno (m_1) para os cabos de guarda:

$$m_1 = \frac{\sqrt{\{0,59 + 900 \times \frac{\pi}{4} [((14,63 + 2 \times 18) \times 10^{-3})^2 - (14,63 \times 10^{-3})^2]\}^2 + 1,20^2}}{0,59} = 4,33 \quad (5.12)$$

Coefficiente de sobrecarga (m_2) para o estado de primavera para o mesmo condutor, considerando mais uma vez ρ do gelo como zero:

Sendo

$$m_2 = \frac{\sqrt{\omega^2 + F_{v2}^2}}{\omega} \quad (5.13)$$

E substituindo fica

$$m_2 = \frac{\sqrt{0,59^2 + 0,87^2}}{0,59} = 1,78 \quad (5.14)$$

A Tabela (5.9) e a Tabela (5.10) apresentam os resumos dos coeficientes de sobrecarga para os cabos condutores ACCC 380, e para os cabos de guarda ACSR 130, para os diferentes estados atmosféricos, respetivamente:

Tabela 5.9: Coeficientes de sobrecarga respeitantes ao cabo condutor ACCC 380 para o estado de inverno, primavera e verão, respetivamente.

Coeficientes de sobrecarga		
Designação	Coeficiente	Resultado
Cabos condutores ACCC 380	m_1	3,12
	m_2	1,52
	m_3	1

Tabela 5.10: Coeficientes de sobrecarga respeitantes aos cabos de guarda para o estado de inverno, primavera e verão, respetivamente.

Coeficientes de sobrecarga		
Designação	Coeficiente	Resultado
Cabos de guarda ACSR 130	m_1	4,33
	m_2	1,78
	m_3	1

5.2.4 Cálculo do Vão Crítico e Vão Equivalente

Nesta parte da dissertação será realizado o cálculo do vão crítico para o cantão 1, que apresenta uma espessura de 18 mm².

Para o ACCC 380:

$$\begin{aligned}
 L_{cr} &= \frac{\sigma \times t_{max}}{\omega} \times \frac{\sqrt{24 \times \alpha_d \times (\theta_2 - \theta_1)}}{m_2^2 - m_1^2} = \\
 &= \frac{418,4 \times 7}{1,112} \times \frac{\sqrt{24 \times 0,0000187 \times (15 - (-10))}}{1,52^2 - 3,12^2} = \\
 &= L_{cr} \text{imaginario}
 \end{aligned} \tag{5.15}$$

Para o Guinea 130:

$$\begin{aligned}
 L_{cr} &= \frac{\sigma \times t_{max}}{\omega} \times \frac{\sqrt{24 \times \alpha_d \times (\theta_2 - \theta_1)}}{m_2^2 - m_1^2} = \\
 &= \frac{127,54 \times 13,5}{0,59} \times \frac{\sqrt{24 \times 0,0000153 \times (15 - (-10))}}{1,78^2 - 4,33^2} = \\
 &= L_{cr} \text{imaginario}
 \end{aligned} \tag{5.16}$$

A Tabela (5.11) apresenta os vãos constituintes do cantão 1.

Tabela 5.11: Constituição do cantão 1.

De	Para	Distância [m]
Apoio 1	Apoio 2	101

Assim sendo, o cálculo do vão equivalente também para o cantão 1, que é apenas constituído pelo vão do apoio 1 ao 2, resulta em:

$$L_{equivalente} = \frac{\sqrt{101^2}}{101} = 101 \text{ m} \tag{5.17}$$

O valor deste vão equivalente de 101 m aplicar-se-á, posteriormente, na equação de estados.

5.2.5 Determinação do Estado Mais Desfavorável

Após o cálculo dos coeficientes de sobrecarga, e observando o fluxograma de decisão (3.11) apresentado na secção (3.3.5), é possível determinar qual o estado atmosférico mais desfavorável.

Para o ACCC 380 obtiveram-se os coeficientes de sobrecarga, como se demonstra na Tabela (5.12), para o estado de inverno e de primavera, respetivamente:

Tabela 5.12: Coeficientes de sobrecarga para o inverno (m_1) e para a primavera (m_2), para o ACCC 380.

Coeficiente	Resultado
m_1	3,12
m_2	1,52

Assim sendo, pela análise do fluxograma de decisão (3.11) referido é possível concluir que, para o **ACCC 380**, uma vez que $m_1 > m_2$, e o vão crítico L_{cr} é imaginário, o estado atmosférico mais desfavorável é o inverno.

Os coeficiente de sobrecarga para o estado de inverno e para o estado de primavera, respetivamente para o **Guinea 130** são apresentados na Tabela (5.13):

Tabela 5.13: Coeficientes de sobrecarga para o inverno (m_1) e para a primavera (m_2), para o Guinea 130.

Coeficiente	Resultado
m_1	4,33
m_2	1,78

Logo, para este condutor, observando também o fluxograma (3.11) é possível concluir que, uma vez que $m_1 > m_2$, sendo que mais uma vez L_{cr} é imaginário, o estado mais desfavorável é o inverno.

5.2.6 Equação de Estados

Após a determinação do estado atmosférico mais desfavorável, pode recorrer-se à equação de estados (3.14) de maneira a determinar a tensão de montagem (ou tensão mecânica).

Assim sendo, através da resolução desta equação, para o **ACCC 380 AMSTERDAM** e para o **Guinea 130**, respetivamente, obtém-se então:

Para o **ACCC 380 AMSTERDAM**

$$\begin{aligned}
 150 + \frac{t_{\theta_i}}{1,87 \times 10^{-5} \times 6290} - \frac{1^2 \times 1,112^2 \times 101^2}{24 \times 1,87 \times 10^{-5} \times 418,4^2 \times t^2} = \\
 = 10 + \frac{7}{1,87 \times 10^{-5} \times 6290} - \frac{3,12^2 \times 1,112^2 \times 101^2}{24 \times 1,87 \times 10^{-5} \times 418,4^2 \times 7^2}
 \end{aligned} \quad (5.18)$$

Onde:

- Para o estado de verão $m_{\theta_i}=1$, $\theta_i=150^\circ\text{C}$, $t_{\theta_i}=?$, representando a tensão mecânica do cabo condutor na condição de flecha máxima;
- Para o estado de inverno $m_k=m_1=3,12$, $\theta_k=-10^\circ\text{C}$ e $t_{\max}=7 \text{ daN/mm}^2$.

Deste modo, resolvendo a expressão, obtém-se que a tensão mecânica t_{θ_i} é de $1,065 \text{ daN/mm}^2$.

Para o **Guinea 130**:

$$\begin{aligned} & -80 + \frac{t_{\theta_i}}{1,53 \times 10^{-5} \times 10450} - \frac{1^2 \times 0,59^2 \times 101^2}{24 \times 1,53 \times 10^{-5} \times 127,54^2 \times t_{\theta_i}^2} = \\ & = -10 + \frac{13,5}{1,53 \times 10^{-5} \times 10450} - \frac{4,33^2 \times 0,59^2 \times 101^2}{24 \times 1,53 \times 10^{-5} \times 127,54^2 \times 13,5^2} \end{aligned} \quad (5.19)$$

Onde:

- $m_{\theta_i}=1$, $\theta_i=80^\circ\text{C}$, $t_{\theta_i}=?$, representando a tensão mecânica do cabo condutor na condição de flecha máxima;
- Para o estado de inverno $m_k=m_I=4,33$, $\theta_k=-10^\circ\text{C}$ e $t_{\max}=13,5 \text{ daN/mm}^2$.

Resultando uma tensão mecânica t_{θ_i} de $2,663 \text{ daN/mm}^2$.

5.2.7 Cálculo do Parâmetro da Catenária e das Flechas Máximas

Como já havia sido referido, antes de calcular a flecha máxima entre os apoios é necessário saber qual é o parâmetro da catenária entre esses mesmos apoios que se estão a considerar.

Assim sendo, para o **ACCC 380**, e tendo em conta que o cantão de cálculo é o cantão número 1, o parâmetro da catenária é o que se apresenta de seguida, com recurso à expressão (3.15) presente na secção (3.3.7):

$$p = \frac{1,065 \times 418,4}{1,112} = 401 \text{ m} \quad (5.20)$$

Após obter o parâmetro da catenária para o cantão referido, pode agora proceder-se ao cálculo da flecha máxima nos vãos que constituem o cantão.

Deste modo, para o **ACCC 380** e utilizando a expressão (3.17), resulta uma flecha máxima de:

$$f = \frac{101^2}{8 \times 401} = 3,18 \text{ m} \quad (5.21)$$

Como se pode ver a flecha máxima entre os apoios 1 e 2 é de 3,18 m.

Para o **Guinea 130**:

O parâmetro da catenária para o Guinea, calcula-se também utilizando a expressão (3.15) e é de:

$$p = \frac{2,663 \times 127,54}{0,59} = 576 \text{ m} \quad (5.22)$$

Assim, a flecha máxima para o **Guinea** é calculada pela expressão anteriormente referida (3.17) e toma o valor de:

$$f = \frac{101^2}{8 \times 576} = 2,22 \text{ m} \quad (5.23)$$

Deste modo, conclui-se que a flecha máxima entre os apoios 1 e 2 é então de 2,22 m.

5.2.8 Desvio Transversal da Cadeia de Isoladores

Apresenta-se agora o cálculo do desvio transversal de uma cadeia de suspensão, para o apoio 3.

Para o cálculo do desvio transversal das cadeias de isoladores utiliza-se o valor da pressão dinâmica do vento máximo para o estado de primavera e, como tal, não se considera gelo na expressão do peso do cabo condutor.

Assim sendo, o desvio transversal (i) é dado pela expressão (3.18), presente na secção (3.5), que resulta em:

$$i = \tan^{-1} \left(\frac{61,36 + 7,5}{105,6 + 15,0} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{66,86}{120,63} \right) = 33,02 \text{ grados} \quad (5.24)$$

Onde:

- $F_{v_CD} = 0,6 \times 1 \times 90 \times 0,02355 \times \frac{100+93}{2} = 122,72 \text{ daN}$

Mas uma vez que na expressão se utiliza metade da força do vento nos condutores, resulta então que $\frac{F_{v_CD}}{2} = \frac{122,72}{2} = 61,36 \text{ daN}$

- $F_{v_isoladores} = 15 \text{ daN}$

Mas como também se utiliza metade desta força, resultam 7,5 daN.

No peso dos condutores não é incluído o gelo, pelo que através da expressão (3.19) se obtém:

$$P_{CD} = 1,112 \times (68,79 + 26,20) = 105,63 \text{ daN} \quad (5.25)$$

- O valor de 68,79 é $X-X_0$, isto é o valor do vão peso à esquerda do apoio 3 (em m);
- O valor de 26,20 é X_0 , que representa o vão peso à direita do apoio 3 (em m);

Este cálculo pode ser visto com maior detalhe no Anexo (F).

O peso dos isoladores é dado por:

$$P_{Isoladores} = \frac{30}{2} = 15 \text{ daN} \quad (5.26)$$

Deste modo, como já foi referido, uma vez que o ângulo de desvio i é 33,02 grados, logo, menor que 60 grados, que é o valor máximo admissível pela EDP - Distribuição, é cumprida a norma regulamentar.

Os valores dos desvios dos restantes apoios podem ser consultados também no Anexo (F).

5.2.9 Ângulo dos Condutores nas Fixações

Para demonstração dos resultados, utilizou-se o apoio 3.

Como já foi referido na secção (3.6), para se obter o ângulo total formado pelo condutor na fixação é necessário calcular previamente alguns parâmetros, que serão apresentados abaixo.

Comprimento do vão fictício (A_e):

Por análise da Figura (3.15), presente na secção (3.6) conclui-se que o vão fictício à esquerda é dado pela expressão (3.21) e resulta:

$$A_e = 2 \times 68,79 = 138 \text{ m}; \quad (5.27)$$

A carga vertical nos pontos de fixação (V_A) com recurso à expressão (3.22):

$$V_A = \frac{138 \times 1,112}{2} = 76 \text{ daN}, \quad (5.28)$$

A tração axial nos pontos de fixação (T_0) com recurso à expressão (3.23):

$$T_0 = 431 \times 1,112 = 479 \text{ daN}, \quad (5.29)$$

Onde:

- $p = 431 \text{ m}$
- $\omega = 1,112 \text{ daN/m}$.

Assim sendo, têm-se todos os valores necessários para o cálculo do ângulo da contribuição à esquerda δ_1 , através da expressão (3.24) que resulta em:

$$\delta_1 = \tan^{-1} \left(\frac{479}{76} \right) = 90 \text{ grados} \quad (5.30)$$

De modo análogo ao que foi feito para o vão fictício à direita, foram calculados os parâmetros à esquerda: **Comprimento do vão fictício (A_e) com recurso à expressão (3.25):**

$$A_e = 2 \times 26,20 = 52 \text{ m}; \quad (5.31)$$

A carga vertical nos pontos de fixação (V_A):

$$V_A = \frac{52 \times 1,112}{2} = 29 \text{ daN}, \quad (5.32)$$

A tração axial nos pontos de fixação (T_0):

$$T_0 = 431 \times 1,112 = 479 \text{ daN}, \quad (5.33)$$

Assim sendo, têm-se todos os valores necessários para o cálculo do ângulo da contribuição à direita δ_2 , que resulta em:

$$\delta_2 = \tan^{-1} \left(\frac{479}{29} \right) = 96 \text{ grados} \quad (5.34)$$

Deste modo, sendo δ_{total} o ângulo do total formado pelo condutor na fixação, que corresponde ao somatório de δ_1 e δ_2 , toma o valor de:

$$\delta_{total} = 90 + 96 = 186 \text{ grados} \quad (5.35)$$

Assim sendo, pode constatar-se que o ângulo mínimo de curvatura do condutor de 167 grados é cumprido.

Os resultados dos ângulos dos condutores nas fixações podem ser consultados no Anexo (G).

5.2.10 Estabilidade dos Apoios

Uma vez que a linha em estudo já existe, será feito o aproveitamento dos apoios instalados. É necessário, verificar a estabilidade dos apoios presentes no projeto em estudo, identificando-se de seguida, os vários tipos de apoios utilizados:

- Fim-de-linha;
- Alinhamento;
- Ângulo;
- Reforço.

Foram realizados os cálculos para apoios com diferentes funções, garantindo que os apoios já existentes suportavam os esforços máximos admissíveis provocados pela substituição dos condutores em utilização.

5.2.10.1 Apoios fim-de-linha

Como exemplo do cálculo dos esforços de um apoio fim de linha utilizou-se o **apoio 1**, que conta com cadeias de amarração e apresenta um vão de 101 metros até ao apoio 2.

Por indicação da EDP – Distribuição, o vão de ataque Pórtico é realizado em tração reduzida, sendo os seus esforços desprezáveis.

Esta e toda a simbologia utilizada nos cálculos desta secção encontra-se explicada na secção dedicada às abreviaturas e simbologia.

Demonstração apoio 1

- Sentido longitudinal, eixo do x:

$$T_{CD_x} = \sigma \times t_{serv} = 418,4 \times 7 = 2928,80 \text{ daN} \quad (5.36)$$

$$T_{CG_x} = \sigma \times t_{serv} = 127,54 \times 13,5 = 1721,79 \text{ daN} \quad (5.37)$$

- Sentido transversal, eixo y:

$$F_{v_isoladores} = (\alpha \times c \times q \times s) = 15 \text{ daN} \quad (5.38)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CD_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao_{1-2}}{2} = \\ &= 0,6 \times 1 \times 36 \times (0,02355 + 2 \times 0,018) \times \frac{101}{2} = \\ &= 64,96 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.39)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CG_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao_{1-2}}{2} = \\ &= 0,6 \times 1,1 \times 36 \times (0,01463 + 2 \times 0,018) \times \frac{101}{2} = \\ &= 60,75 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.40)$$

- Sentido vertical, eixo z:

$$P_{Isoladores} = 15 \times 2 = 30 \text{ daN} \quad (5.41)$$

$$\begin{aligned} P_{CD} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times vao_{peso_1-2} = \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,02355 + 2 \times 0,018)^2 - (0,02355)^2) \right) \times 62,02 = \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002992) \right) \times 62,02 = 200,23 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.42)$$

$$\begin{aligned} P_{CG} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times vao_{peso_1-2} = \\ &= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,01463 + 2 \times 0,018)^2 - (0,01463)^2) \right) \times 62,02 = \\ &= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002349) \right) \times 67,12 = 151,06 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.43)$$

Como o apoio existente é um apoio de betão, sabe-se que as forças em x e em y têm de estar abaixo da linha a tracejado que se mostra na Figura (5.3), isto é, têm de respeitar a seguinte condição:

$$\frac{F_x}{F_{x_max}} + \frac{F_y}{F_{y_max}} < 1 \text{ daN} \quad (5.44)$$

Esta corresponde à área abaixo da linha a tracejado referida.

Para confirmar tal afirmação pode-se consultar o *datasheet* do apoio em betão apresentado no Anexo (H).

Observe-se a Figura (5.3) que representa a linha a tracejado dos limites dos esforços do apoio de betão. Esta é indicativa dos esforços sofridos em x e em y, tendo estes que a respeitar, isto é, os esforços segundo os eixos referidos devem encontrar-se abaixo desta linha.



Figura 5.3: Linha a tracejado dos esforços em x e em y, do apoio de betão, que deve ser respeitada. [30]

É calculado o esforço total “à cabeça” do apoio, na Hipótese 1 (vento perpendicular à linha):

Abaixo são calculadas as resultantes para os eixos x, y e z:

$$F_x = n \times T_{CD_x} + T_{CG_x} = 3 \times 2928,80 + 1721,79 = 10508,19 \text{ daN} \quad (5.45)$$

$$F_y = n \times (F_{v_CD_y} + F_{v_Isoladores}) + F_{v_CG_y} = 3 \times (64,957 + 15) + 60,750 = 300,62 \text{ daN} \quad (5.46)$$

$$F_z = n \times (P_{Isoladores} + P_{CD+}) + P_{CG} = 3 \times (15 \times 2 + 200,23) + 151,06 = 841,74 \text{ daN} \quad (5.47)$$

Verificação da estabilidade por pontos de fixação:

De forma a garantir que todos os esforços são respeitados, deve ser respeitada a condição (5.44) e assim sendo:

$$\frac{F_x}{F_{x_max}} + \frac{F_y}{F_{y_max}} < \frac{10508,19}{130,05} + \frac{300,62}{51,12} = 0,87 \text{ daN} \quad (5.48)$$

Então, como $0,87 < 1$ daN, conclui-se que as forças em x e em y estão dentro do limite definido pela linha da Figura (5.3), concluindo que os esforços respeitam os limites e, por isso, o apoio de betão K18/145.00/57.00 é válido.

Dispensou-se o cálculo da Hipótese 2, uma vez que os condutores se encontram ao fuste do apoio, não provocando efeitos de torção em caso de rotura.

5.2.10.2 Apoios de alinhamento

O apoio escolhido para exemplificar o cálculo dos apoios de alinhamento foi o apoio 3, que conta com cadeias de suspensão, sendo precedido de um vão de 100 metros e seguido de um vão de 93 metros.

Mostra-se abaixo, na Figura (5.4) um exemplo de um esquema de um apoio de alinhamento.

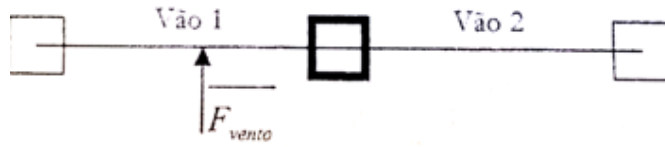


Figura 5.4: Esquema de um apoio de alinhamento.[18]

Demonstração para o apoio 3:

- Sentido longitudinal, eixo do x:

$$T_{CD_x} = \sigma \times |t_{serv_vao2-3} - t_{serv_vao3-4}| = 418,4 \times |7 - 7| = 0 \text{ daN} \quad (5.49)$$

$$T_{CG_x} = \sigma \times |t_{serv_vao2-3} - t_{serv_vao3-4}| = 127,54 \times |14,5 - 14,5| = 0 \text{ daN} \quad (5.50)$$

- Sentido transversal, eixo y:

$$F_{v_isoladores} = (\alpha \times c \times q \times s) = 15 \text{ daN} \quad (5.51)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CD_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao2-3 + vao3-4}{2} = \\ &= 0,6 \times 1 \times 36 \times (0,02355 + 2 \times 0,018) \times \frac{100 + 93}{2} = \\ &= 124,13 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.52)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CD_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao2-3 + vao3-4}{2} = \\ &= 0,6 \times 1,1 \times 36 \times (0,01463 + 2 \times 0,018) \times \frac{100 + 93}{2} = \\ &= 116,09 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.53)$$

- Sentido vertical, eixo z:

$$P_{Isoladores} = 15 \times 2 = 30 \text{ daN} \quad (5.54)$$

$$\begin{aligned} P_{CD} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{peso_2-3} + vao_{peso_3-4}) = \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,02355 + 2 \times 0,018)^2 - (0,02355)^2) \right) \times (68,79 + 26,20) = \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002992) \right) \times (68,79 + 26,20) = 306,49 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.55)$$

$$\begin{aligned}
P_{CG} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{peso_2-3} + vao_{peso_3-4}) = \\
&= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,01463 + 2 \times 0,018)^2 - (0,01463)^2) \right) \times 68,79 + 26,20 = \quad (5.56) \\
&= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002349) \right) \times 77,89 + 16,37 = 212,15 \text{ daN}
\end{aligned}$$

É necessário estudar duas hipóteses para a escolha do apoio, sendo escolhida a situação mais desfavorável para validar o apoio, respeitando assim o que é imposto pelo R.S.L.E.A.T.

Verificação da estabilidade, por pontos de fixação:

Para garantir que todos os esforços respeitam o que foi definido no regulamento, têm de ser respeitadas as seguintes condições:

$$F_x < F_{x_max} \text{ daN e } F_y < F_{y_max} \text{ daN} \quad (5.57)$$

Então, para o **cabo de guarda por ponto de fixação (Hipótese I)**, as resultantes em x e y, são, respetivamente:

$$F_x = T_{CG_x} = 0 \text{ daN, logo } F_x < F_{x_max} \Leftrightarrow 0 < 123 \text{ daN} \quad (5.58)$$

$$F_y = T_{CG_y} = 116,09 \text{ daN, logo } F_y < F_{y_max} \Leftrightarrow 116,06 < 245 \text{ daN} \quad (5.59)$$

Para o cabo de guarda por ponto de fixação (Hipótese II):

$$\begin{aligned}
F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow 0 + \left(\frac{116,09}{5} \right) < 123 + 1324 \Leftrightarrow \\
&\Leftrightarrow 0 + 23,22 < 1447 \Leftrightarrow 23,22 < 1447 \text{ daN}
\end{aligned} \quad (5.60)$$

Pode concluir-se que os esforços no cabo de guarda são respeitados.

Para o cabo condutor por ponto de fixação (Hipótese I):

Resultante em x:

$$F_x = T_{CD_x} = 0, \text{ logo } F_x < F_{x_max} \Leftrightarrow 0 < 49 \text{ daN} \quad (5.61)$$

Resultante em y:

$$\begin{aligned}
F_y &= F_{v_isoladores} + F_{v_CG_y} = \\
&= 15 + 124,13 = 139,13 \text{ daN,} \\
\text{logo } F_y &< F_{y_max} \Leftrightarrow 139,13 < 368 \text{ daN}
\end{aligned} \quad (5.62)$$

Para o **cabo condutor por ponto de fixação (Hipótese II)**:

Deve ser respeitada a condição (5.63) abaixo

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \quad (5.63)$$

Assim sendo:

$$\begin{aligned} F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 0 + \left(\frac{124,13}{5} \right) &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 0 + 24,83 &< 2451 \Leftrightarrow 24,83 < 2451 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.64)$$

Logo, pode concluir-se que os esforços no cabo condutor são respeitados.

Assim sendo, é possível verificar que a Hipótese 1 é a mais gravosa. Deste modo, o apoio do tipo F30CD existente, cumpre os esforços máximos definidos pelo regulamento, e considera-se o apoio como válido.

5.2.10.3 Apoios de ângulo

Para exemplificação do cálculo dos esforços de um apoio de ângulo utilizou-se o **apoio 2**, que conta com cadeias de amarração, sendo antecedido de uma ligação ao apoio 1 de 101 metros e precedido de um vão de 100 metros até ao apoio 3.

Na ligação do apoio 1 ao apoio 2, existe uma mudança de direção da linha, perfazendo-se um ângulo que se deve considerar nos cálculos realizados.

A Figura (5.5) abaixo mostra um exemplo de um esquema de um apoio em ângulo.

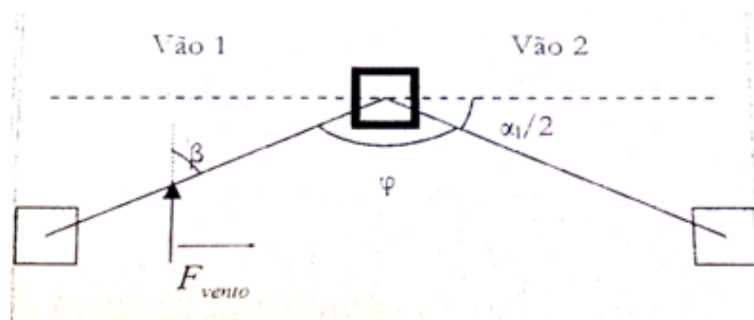


Figura 5.5: Esquema de um apoio em ângulo [18].

Demonstração para o apoio 2

Como não existe mudança de tração no cabo condutor, os valores obtidos são os seguintes:

- Sentido longitudinal, eixo do x

Os ângulos são calculados da seguinte maneira, considerando que φ (valor do ângulo entre as linhas) está em radianos:

$$\varphi = 193,31 \text{ grados} = 3,04 \text{ radianos}$$

O ângulo β que é igual a metade do ângulo entre condutores φ em grados, sendo depois convertido para radianos:

$$\beta = \frac{193,31}{2} = 96,66 \text{ grados} = 1,52 \text{ radianos}$$

O ângulo α é igual a $(200-\varphi)$ em grados, sendo também convertido para radianos:

$$\frac{\alpha}{2} = \left(\frac{200-\varphi}{2} \right) = \frac{200-193,31}{2} = 3,35 \text{ grados} = 0,05 \text{ radianos}$$

$$\begin{aligned} T_{CD_x} &= \sigma \times |t_{serv_vao1-2} - t_{serv_vao2-3}| \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 418,4 \times |7 - 7| \times \cos(0,05) = 0 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.65)$$

$$\begin{aligned} T_{CG_x} &= \sigma \times |t_{serv_vao1-2} - t_{serv_vao2-3}| \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 127,54 \times |13,5 - 14,5| \times \cos(0,05) = 127,36 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.66)$$

- Sentido transversal, eixo y

$$F_{v_isoladores} = (\alpha \times c \times q \times s) = 15 \times 2 = 30 \text{ daN} \quad (5.67)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CD_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao1-2 + vao2-3}{2} \times \sin^2(\beta) = \\ &= 0,6 \times 1 \times 36 \times (0,02355 + 2 \times 0,018) \times \frac{101 + 100}{2} \times \sin^2(1,52) = 128,91 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.68)$$

$$\begin{aligned} F_{v_CG_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao1-2 + vao2-3}{2} \times \sin^2(\beta) = \\ &= 0,6 \times 1,1 \times 36 \times (0,01463 + 2 \times 0,018) \times \frac{101 + 100}{2} \times \sin^2(1,52) = 120,56 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.69)$$

$$\begin{aligned} T_{CD_y} &= \sigma \times |t_{serv_vao1-2} - t_{serv_vao2-3}| \times \sin^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 418,4 \times |7 - 7| \times \sin(0,05) = 307,64 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.70)$$

$$\begin{aligned} T_{CG_y} &= \sigma \times |t_{serv_vao1-2} - t_{serv_vao2-3}| \times \sin^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 127,54 \times |13,5 - 14,5| \times \sin(0,05) = 187,55 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.71)$$

- Sentido vertical, eixo z

$$P_{\text{Isoladores}} = 30 \times 2 = 60 \text{ daN} \quad (5.72)$$

$$\begin{aligned} P_{CD} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{\text{peso}_1-2} + vao_{\text{peso}_2-3}) = \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,02355 + 2 \times 0,018)^2 - (0,02355)^2) \right) \times (38,95 + 31,21) = \quad (5.73) \\ &= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002992) \right) \times (38,95 + 31,21) = 226,37 \text{ daN} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{CG} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{\text{peso}_1-2} + vao_{\text{peso}_2-3}) = \\ &= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,01463 + 2 \times 0,018)^2 - (0,01463)^2) \right) \times (33,88 + 22,11) = \quad (5.74) \\ &= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002349) \right) \times (33,88 + 22,11) = 126,03 \text{ daN} \end{aligned}$$

Assim sendo, de forma a verificar se o apoio foi escolhido corretamente, é realizada a **verificação da estabilidade por ponto de fixação**.

De forma a garantir que os esforços nos apoios são respeitados segundo os valores regulamentados, deve ser respeitada a seguinte condição:

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \quad (5.75)$$

Onde o somatório dos esforços em x e em y regulamentares tem de ser maior do que o somatório dos esforços em x e em y calculados.

Então, para o **cabo de guarda (Hipótese I)**:

$$\begin{aligned} F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\ &\Leftrightarrow (0 + 127,36) + (120,56 + 187,55) < 123 + 1324 \quad (5.76) \\ &\Leftrightarrow 127,36 + 308,11 < 1447 \Leftrightarrow 435,47 < 1447 \text{ daN} \end{aligned}$$

Para o **cabo de guarda (Hipótese II)**:

Mais uma vez, deve ser respeitada a seguinte condição:

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \quad (5.77)$$

Assim sendo:

$$\begin{aligned}
 F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0 + \left(\frac{120,56}{5}\right) &< 123 + 1324 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0 + 24,11 &< 1447 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 24,11 &< 1447 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.78}$$

Logo, pode concluir-se que os esforços no cabo de guarda são respeitados.

Para o **cabo condutor (Hipótese I)**:

$$\begin{aligned}
 F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow (0) + (128,91 + 307,64 + 30) &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow (0) + (466,55) &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 466,55 &< 2451 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.79}$$

Para o **cabo condutor (Hipótese II)**:

Deve ser respeitada a seguinte condição:

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \tag{5.80}$$

Assim sendo:

$$\begin{aligned}
 F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0 + \left(\frac{128,91}{5}\right) &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 0 + 25,78 &< 2451 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 25,78 &< 2451 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.81}$$

Conclui-se que os esforços no cabo condutor são respeitados.

Conclui-se que o apoio do tipo F165CD existente, cumpre os esforços máximos definidos pelo regulamento, pelo que se considera então válido.

5.2.10.4 Apoios de Reforço

Para exemplificar os cálculos para os apoios de reforço, utilizou-se o **apoio 6**, que é um apoio de reforço em ângulo, que conta com cadeias de amarração, sendo antecedido de uma ligação ao apoio 5 de 101 metros e precedido de um vão de 129 metros até ao apoio 7.

Na ligação do apoio 6 ao apoio 7, existe uma mudança de direção da linha, perfazendo-se um ângulo que se deve considerar nos cálculos realizados de seguida, nesta secção.

A Figura (5.6) abaixo mostra um exemplo de um esquema de um apoio de reforço em ângulo.

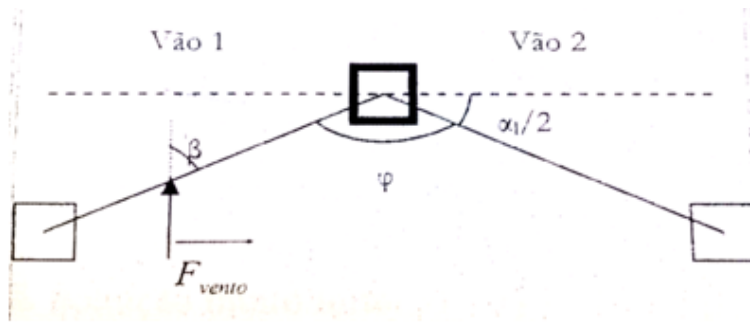


Figura 5.6: Esquema de um apoio de reforço em ângulo [18].

Demonstração para o apoio 6:

Uma vez que não existe mudança de tração no cabo condutor e no cabo de guarda, os valores obtidos são os seguintes:

- Sentido longitudinal, eixo x

Os ângulos são calculados da maneira que se pode ver abaixo, considerando que φ (valor do ângulo entre as linhas) está em radianos:

$$\varphi = 156,69 \text{ grados} = 2,46 \text{ radianos}$$

O ângulo β , que é igual a metade do ângulo entre condutores (φ) em grados, sendo depois convertido para radianos, de onde resulta então:

$$\beta = \frac{156,69}{2} = 78,35 \text{ grados} = 1,23 \text{ radianos}$$

O ângulo α é igual a $(200-\varphi)$ em grados, sendo, posteriormente, convertido para radianos, resultando:

$$\frac{\alpha}{2} = \left(\frac{200-\varphi}{2}\right) = \frac{200-156,69}{2} = 21,66 \text{ grados} = 0,34 \text{ radianos}$$

$$\begin{aligned} T_{CD_x} &= \sigma \times |t_{serv_vao5-6} - t_{serv_vao6-7}| \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 418,4 \times |7 - 7| \times \cos(0,34) = 0 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.82)$$

$$\begin{aligned} T_{CG_x} &= \sigma \times |t_{serv_vao5-6} - t_{serv_vao6-7}| \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 127,54 \times |14,5 - 14,5| \times \cos(0,34) = 0 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.83)$$

- Sentido transversal, eixo y:

$$F_{v_isoladores} = (\alpha \times c \times q \times s) = 30 \text{ daN} \quad (5.84)$$

$$\begin{aligned}
F_{v_CD_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao_{5-6} + vao_{6-7}}{2} \times \sin^2(\beta) = \\
&= 0,6 \times 1 \times 36 \times (0,02355 + 2 \times 0,018) \times \frac{101 + 129}{2} \times \sin^2(1,23) = \\
&= 0,6 \times 1 \times 36 \times (0,05555) \times \frac{101 + 129}{2} \times \sin^2(1,23) = 122,63 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.85}$$

$$\begin{aligned}
F_{v_CG_y} &= \alpha \times c \times c \times q \times d \times \frac{vao_{1-2} + vao_{2-3}}{2} \times \sin^2(\beta) = \\
&= 0,6 \times 1,1 \times 36 \times (0,01463 + 2 \times 0,018) \times \frac{101 + 129}{2} \times \sin^2(1,23) = \\
&= 0,6 \times 1,1 \times 36 \times (0,04663) \times \frac{101 + 129}{2} \times \sin^2(1,23) = 113,23 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.86}$$

$$\begin{aligned}
T_{CD_y} &= \sigma \times |t_{serv_vao_{5-6}} - t_{serv_vao_{6-7}}| \times \sin^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\
&= 418,4 \times |7 - 7| \times \sin^2(0,34) = 1954,30 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.87}$$

$$\begin{aligned}
T_{CG_y} &= \sigma \times |t_{serv_vao_{1-2}} - t_{serv_vao_{2-3}}| \times \sin^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\
&= 127,54 \times |14,5 - 14,5| \times \sin^2(0,34) = 1240,00 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.88}$$

• Sentido vertical, eixo z:

$$P_{\text{Isoladores}} = 30 \times 2 = 60 \text{ daN} \tag{5.89}$$

$$\begin{aligned}
P_{CD} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{\text{peso}_{5-6}} + vao_{\text{peso}_{6-7}}) = \\
&= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,02355 + 2 \times 0,018)^2 - (0,02355)^2) \right) \times (129 + 0) = \\
&= \left(1,112 + \frac{900 \times \pi}{4} \times 0,002531 \times (129 + 0) \right) = 374,25 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.90}$$

$$\begin{aligned}
P_{CG} &= \left(\omega_c + \frac{\rho \times \pi}{4} \times ((d + 2e)^2 - d^2) \right) \times (vao_{\text{peso}_{5-6}} + vao_{\text{peso}_{6-7}}) = \\
&= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times ((0,01463 + 2 \times 0,018)^2 - (0,01463)^2) \right) \times (129 + 0) = \\
&= \left(0,59 + \frac{900 \times \pi}{4} \times (0,002349) \right) \times (129 + 0) = 254,86 \text{ daN}
\end{aligned} \tag{5.91}$$

Verificação da estabilidade por pontos de fixação:

De modo a verificar se os esforços nos apoios respeitam os esforços regulamentados, utiliza-se a seguinte condição, que tem de ser respeitada:

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \tag{5.92}$$

Então, para o **cabo de guarda (Hipótese I)**:

Atendendo à condição (5.92) resulta:

$$\begin{aligned}
 F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow (0) + (113,23 + 1240,00) &< 123 + 1324 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 1353,23 &< 123 + 1324 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 1353,23 &< 1447 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.93}$$

Para o **cabo de guarda (Hipótese III)**:

Uma vez que as trações nos cabos de guarda são iguais para o vão anterior e para o vão seguinte ao apoio 6 considerado, é indiferente o lado no qual ocorre rotura do cabo de guarda. O mesmo se verifica para o cabo condutor.

Considerando então que ocorre **rotura do cabo de guarda** do lado direito a resultante em x é:

$$\begin{aligned}
 F_x &= \sigma \times t_{serv_vao6_7} \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\
 &= 127,54 \times 14,5 \times \cos(0,34) = 1743,37 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.94}$$

$$\begin{aligned}
 F_y &= \sigma \times t_{serv_vao6_7} \times \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\
 &= 127,54 \times 14,5 \times \sin(0,34) = 617,00 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.95}$$

Deste modo:

$$\begin{aligned}
 F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 1743,37 + 617,00 &< 539 + 1530 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 2360,37 &< 2069
 \end{aligned} \tag{5.96}$$

Logo, pode concluir-se que os esforços no cabo de guarda não são respeitados e por isso, o apoio vai ser validado através do esforço total “à cabeça”, que poderá ser visto abaixo.

Esforço à cabeça para a rotura do **cabo de guarda do lado direito**:

$$F_{x_CG} = 1743,37 \text{ daN}$$

$$F_{y_CG} = 617,00 \text{ daN}$$

$$F_{x_CD} = 6 \times 0 = 0 \text{ daN}$$

$$F_{y_CD} = 6 \times 1954,30 = 11725,8 \text{ daN}$$

Onde a condição a ser respeitada é a seguinte:

$$\begin{aligned}
 F_{x_CG} + F_{x_CD} &< F_{y_CG} + F_{y_CD} < F_{x_max_CG} + F_{x_max_CD} < F_{y_max_CG} + F_{y_max_CD} \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow (1743,37 + 617,00) &+ (0 + 11725,8) < (1530 + 539) \times 1 + (49 + 2059) \times 6 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow (2360,37) &+ (11725,8) < (2069) + (2108) \times 6 \Leftrightarrow \\
 \Leftrightarrow 14086 &< 14717 \text{ daN}
 \end{aligned} \tag{5.97}$$

Como se pode verificar, a condição referida é respeitada.

Deste modo, pode concluir-se que os esforços no cabo de guarda são respeitados.

Para o cabo **condutor (Hipótese I)**, terá de ser respeitada a seguinte condição (5.98):

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \quad (5.98)$$

De onde resulta:

$$\begin{aligned} F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \\ \Leftrightarrow 0 + (30 + 122,63 + 1954,30) &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 0 + 2107 &< 49 + 2402 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 2017 &< 2451 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.99)$$

Para o **cabo condutor (Hipótese III)**

Assim sendo, e considerando que **há rotura do cabo condutor do lado direito**, as resultantes em x e em y são, respetivamente:

$$\begin{aligned} F_x &= \sigma \times t_{serv_vao6_7} \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 127,54 \times 7 \times \cos(0,34) = 2760,99 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.100)$$

$$\begin{aligned} F_y &= \sigma \times t_{serv_vao6_7} \times \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right) = \\ &= 127,54 \times 7 \times \sin(0,34) = 977,15 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.101)$$

A condição a ser respeitada é:

$$F_x + F_y < F_{x_max} + F_{y_max} \text{ daN} \quad (5.102)$$

De onde resulta:

$$\begin{aligned} F_x + F_y &< F_{x_max} + F_{y_max} \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 2760,99 + 977,15 &< 2941 + 1029 \Leftrightarrow \\ \Leftrightarrow 3738,14 &< 3970 \text{ daN} \end{aligned} \quad (5.103)$$

Deste modo, conclui-se que os esforços no cabo condutor e no cabo de guarda são respeitados.

Para o **cabo de guarda e para o cabo condutor (Hipótese II)**:

Seja o esforço total das trações horizontais “à cabeça” o que se ilustra de seguida, tendo de respeitar a condição abaixo apresentada:

$$F_x < F_{x_max} \text{ daN} \quad (5.104)$$

Resultando então:

$$F_x = \sum Esforços = \frac{1}{2} ((n \times \sigma \times t_{serv2}) + (n \times \sigma \times t_{serv2})) = 9711,07 \text{ daN} \quad (5.105)$$

E onde:

$$\begin{aligned} F_{x_max} &= 6 \times F_{x_max_CD} + 6 \times F_{y_max_CD} + F_{x_max_CG} + F_{y_max_CG} = \\ &= 6 \times 49 + 6 \times 2402 + 123 + 1324 = 16153 \text{ daN} \end{aligned}$$

Assim sendo:

$$F_x < F_{x_max} \Leftrightarrow 9711,07 < 16153 \text{ daN} \quad (5.106)$$

Logo, pode concluir-se que os esforços no cabo de guarda são respeitados.

Considera-se que a Hipótese 1 é a mais gravosa e que o apoio do tipo F165CD existente é válido.

5.2.10.5 Verificação das Distâncias Regulamentares

Para exemplificar os cálculos realizados, considerou-se o apoio 2 (apoio metálico de amarração) e o apoio 3 (apoio metálico de suspensão).

5.2.10.6 Distância dos Condutores ao Solo

Recorrendo à expressão (3.1) presente na secção (3.2.11), e uma vez que no projeto em estudo nesta dissertação, a linha é de alta tensão de 60kV, resulta então:

$$D = 6,0 + 0,005 \times 60 = 6,3 \text{ m} \quad (5.107)$$

Deste modo, o regulamento exige uma distância de 6,3 m, mas os documentos normativos da EDP - Distribuição consideram a distância mínima de 7 m até ao solo.

Analisando o perfil da linha, presente no Anexo (D), é possível comprovar que todos os condutores respeitam a distância exigida ao solo.

5.2.10.7 Distância dos Condutores às Árvores

Deste modo, recorrendo à expressão (3.2) resulta assim:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times 60 = 2,5 \text{ m} \quad (5.108)$$

O regulamento exige uma distância mínima de 2,5 m às árvores, contudo, os documentos da EDP pressupõem que essa distância mínima seja de 3 m.

E ainda, para além da distância mínima às árvores, de forma a garantir a segurança de exploração das linhas, a zona de proteção exigida para linhas de 60kV terá uma largura máxima de 25 m, como já se havia referido anteriormente, na secção 3.2.12.

5.2.10.8 Distância dos Condutores a Obstáculos Diversos

Utilizando a expressão (3.3) e uma vez que a linha é de 60 kV resulta:

$$D = 2,0 + 0,0075 \times 60 = 2,5 \text{ m} \quad (5.109)$$

Apesar do regulamento solicitar uma distância não inferior a 2,5 m, a distância mínima utilizada pela EDP - Distribuição é de 4 m.

5.2.10.9 Distância entre Condutores

Devido ao facto de se utilizarem apoios do tipo F neste projeto, com exceção do apoio 1, que é de betão, conclui-se que, através da análise da configuração dos apoios e as distâncias verticais entre os braços, a distância máxima entre condutores para os apoios metálicos do tipo F95CD e F165CD é de 2,7 m e para os apoios F30CD essa distância máxima é de 2,25 m. Para o apoio de betão a distância máxima entre condutores é de 2,5 m.

De forma a verificar se essa distância é respeitada, realizam-se os cálculos abaixo apresentados.

Veja-se, por exemplo, o cálculo da distância D, que representa a distância mínima entre condutores, para o apoio 2 de reforço em ângulo, que é um apoio metálico F165CD, assim:

Utilizando a expressão (3.4) presente na secção (3.2.14) obtém-se:

$$D = 0,7 \times \sqrt{3,18 + 1,2} + \frac{60}{150} = 1,65 \text{ m} \quad (5.110)$$

à esquerda do apoio 2, considerando uma flecha de 3,18 m e

$$D = 0,7 \times \sqrt{2,90 + 1,2} + \frac{60}{150} = 1,59 \text{ m} \quad (5.111)$$

à direita do apoio 2, considerando uma flecha de 2,90 m.

Uma vez que o apoio é do tipo F165 CD é solicitado que haja uma distância entre condutores de 2,7 m e eles se encontram a 1,65 m à esquerda e a 1,59 m à direita, conclui-se que esta é respeitada.

Veja-se agora, um outro exemplo, para o apoio metálico 3 de suspensão, do tipo F30CD:

Utilizando a mesma expressão (3.4), chega-se a:

$$D = 0,7 \times \sqrt{2,90 + 0} + \frac{60}{150} = 1,59 \text{ m} \quad (5.112)$$

para a distância à esquerda do apoio 3, considerando uma flecha de 2,9 m e

$$D = 0,7 \times \sqrt{2,51 + 0} + \frac{60}{150} = 1,75 \text{ m} \quad (5.113)$$

para a distância à direita do apoio 3, considerando uma flecha de 2,51 m.

As restantes distâncias podem ser consultadas no Anexo (D).

5.2.10.10 Distância entre os Condutores e os Cabos de Guarda

Como referido na secção (3.2.15), uma vez que o regulamento refere que a distância entre os condutores e os cabos de guarda, próxima dos pontos de fixação aos apoios, deve ser igual ou superior à distância mínima entre condutores, é possível concluir que, por exemplo, para o apoio 2 esta é de 1,65 m à esquerda e de 1,59 m à direita.

5.2.10.11 Distância entre os Condutores e os Apoios

Calculando agora a distância D, que não deve ser inferior às duas situações abaixo apresentadas, com recurso ao que foi dito na secção (3.2.16):

- Para condutores em repouso,

Onde

$$D = 0,10 + 0,0065 \times 60 = 0,49 \text{ m} \quad (5.114)$$

- Para condutores desviados pelo vento,

Onde

$$D = 0,0065 \times 60 = 0,39 \text{ m} \quad (5.115)$$

O valor de D nunca é inferior a 0,15 m, visto que a tensão estipulada no projeto em estudo é de 60 kV.

5.2.10.12 Distância dos Condutores às Estradas Nacionais e Municipais

Recorrendo à expressão (3.7) presente na secção (3.2.17) a distância D, arredondada ao decímetro é:

$$D = 6,3 + 0,01 \times 60 = 6,9 \text{ m} \quad (5.116)$$

A distância D terá de ser superior a 7 m.

5.2.10.13 Distância entre Linhas Aéreas

Segundo o que consta na secção (3.2.19) a distância D, arredondada ao decímetro é calculada pela expressão que abaixo se mostra.

No cruzamento com a linha de 30kV fica então:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 60 + 0,005 \times 14,87 = 2,17 \text{ m} \quad (5.117)$$

A linha de AT em estudo está a uma distância de 9,47 m da linha de MT, o que não representa problemas, pois é muito superior à distância mínima de 2 m, logo a condição regulamentar é respeitada.

De modo análogo, no cruzamento com a linha de BT, recorrendo à expressão (3.8) obtém-se assim:

$$D = 1,5 + 0,01 \times 60 + 0,005 \times 78,48 = 2,49 \text{ m} \quad (5.118)$$

A linha de AT em estudo está a uma distância de 12,96 m da linha de BT, o que não representa problemas, pois é muito superior à distância mínima de 2 m, respeitando também a distância regulamentar exigida entre linhas.

5.3 Cálculo Elétrico

Neste capítulo será realizado o cálculo elétrico da linha de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, para a solução alternativa, ou seja, considerando que os condutores existentes foram substituídos por condutores de alta temperatura ACCC 380 AMSTERDAM.

5.3.1 Intensidade da Corrente

Como já referido, na secção (3.7.1) a intensidade da corrente estipulada que transita numa linha depende da tensão estipulada da linha e da potência instalada na carga.

Neste capítulo irá realizar-se o cálculo elétrico para a solução alternativa, pelo que a linha em estudo será uma linha dupla e terá em toda a sua extensão dois tipos de condutores, o ACCC 380 AMSTERDAM e ACSR Guinéa 130.

Assim sendo, a intensidade da corrente na linha em estudo resulta em:

$$I = \frac{120 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 60 \times 10^3 \times 0,9} = 1283 \text{ A} \quad (5.119)$$

Uma vez que se sabe a intensidade da corrente, é então possível calcular a densidade da corrente. Deste modo, a densidade de corrente para cabo condutor é:

$$d = \frac{I}{\sigma} = \frac{1283}{418,4} = 3,07 \text{ A/mm}^2 \quad (5.120)$$

5.3.2 Perda de Energia

Nesta secção calculam-se as perdas de energia por efeito de Joule para a solução alternativa, resultando então, através da expressão (3.28), mas primeiro é necessário calcular a resistência elétrica do cabo condutor, dada por:

$$R = R_k \times L = 0,0784 \times 1,915 = 0,15 \text{ } \Omega \quad (5.121)$$

As perdas são então calculadas com recurso à expressão (3.28), de onde resulta:

$$P = n \times R \times I^2 = 3 \times 0,15 \times 1283^2 = 740740,05 \text{ W} = 740,7405 \text{ kW} \quad (5.122)$$

Em percentagem, o valor das perdas é dado por:

$$P(\%) = \frac{P}{S} \times 100 = \frac{740740,05}{120 \times 10^6} \times 100 = 0,617 \% \quad (5.123)$$

5.3.3 Distância Geométrica Entre Fases

Neste projeto, como já foi referido anteriormente, foram utilizados apoios F30CD, F95CD, F165CD.

A seguinte expressão permite que se faça o cálculo da distância equivalente entre condutores para o apoio **F95CD** e **F165CD**:

$$D_M = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{13}} = \sqrt[3]{2,70 \times 2,70 \times 5,4} = 3,40 \text{ m} \quad (5.124)$$

Sendo:

$$D_{M1} = \sqrt[3]{D_{11'} \times D_{22'} \times D_{33'}} = \sqrt[3]{4,50 \times 4,50 \times 4,50} = 4,50 \text{ m} \quad (5.125)$$

$$D_{M2} = \sqrt[3]{D_{12'} \times D_{13'} \times D_{23'}} = \sqrt[3]{5,25 \times 7,03 \times 5,25} = 5,79 \text{ m} \quad (5.126)$$

5.3.4 Coeficiente de Auto-indução

Nesta secção, calcula-se o coeficiente de auto-indução ou indutância utilizando como exemplo o apoio F95CD.

O valor do coeficiente de auto-indução não foi calculado de forma separada para os diferentes apoios, uma vez que a distância geométrica entre fases dos apoios em estudo neste projeto, não varia, é sempre a mesma.

Para F95CD e F165CD:

Os valores das indutâncias são calculados com recurso à expressão (3.32), resultando então:

$$\begin{aligned} L_k &= 2 \times \left[\frac{1}{4 \times n} + \log \left(\frac{D_M \times D_{M2}}{r_B \times D_{M1}} \right) \right] \times 10^{-4} = \\ &= 2 \times \left[\frac{1}{4 \times 1} + \log \left(\frac{3,40 \times 5,79}{0,01178 \times 4,50} \right) \right] \times 10^{-4} = \\ &= 0,001233 \text{ (H/km)} \end{aligned} \quad (5.127)$$

Onde:

- $n=1$
- $r_B = 0,01178 \text{ m}$

De notar também, que para os apoios do tipo **F30CD** a indutância L_k toma o valor de 0,001192 H/km.

5.3.5 Reactância Elétrica

Nesta secção é calculada a reactância total de linha, começando por se calcular o valor de cada uma das reactâncias individuais para os diversos apoios.

Deste modo, sendo $L = 1,0635$ km, a reactância elétrica para o apoio **F30CD** é calculada com recurso à expressão (3.33), resultando:

$$X_{k1} = L_1 \times \omega \times L = 0,001192 \times 2 \times \pi \times 50 \times 1,0635 = 0,398 \, \Omega \quad (5.128)$$

Reactância elétrica para o apoio **F95CD**, com $L = 0,271$ km:

$$X_{k2} = 0,105 \, \Omega \quad (5.129)$$

Reactância elétrica para o apoio **F165CD** onde $L = 0,6165$ km e resulta então:

$$X_{k3} = 0,469 \, \Omega \quad (5.130)$$

Deste modo, somando os valores das reactâncias calculadas para os diferentes apoios, é possível calcular a reactância elétrica total da linha, de onde resulta:

$$X_k = 0,398 + 0,105 + 0,469 = 0,972 \, \Omega \quad (5.131)$$

Como se pode verificar, o valor da reactância total da linha é então de $0,972 \, \Omega$

5.3.6 Queda de Tensão

A queda de tensão no projeto em estudo é calculada com recurso à expressão (3.34) e é:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 1283 \times (0,15 \times 0,9 + 0,972 \times 0,438) = 1246,08 \, V \quad (5.132)$$

O valor da queda de tensão em percentagem é obtido através da expressão (3.35):

$$U = \frac{1246,08}{60 \times 10^3} \times 100 = 2,08 \, \% \quad (5.133)$$

Sabe-se que o valor da queda de tensão deve ser inferior a $10 \, \%$, e uma vez que se obteve uma queda de tensão percentual de $2,08 \, \%$, conclui-se que essa condição se verifica.

Capítulo 6

Impactos Económicos

Neste capítulo é efetuada uma análise económica da linha de AT de 60kV Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I, tanto para a solução alternativa, que consiste na substituição do tipo de condutores existentes, por condutores de alta temperatura ACCC, como para a solução convencional, que passaria pela construção de uma linha em paralelo com condutores ACSR.

A forma como se chegou ao custo de ambas as soluções em estudo será explicada com maior detalhe no seguimento deste capítulo.

6.1 Custos da Solução Alternativa

Como referido, a solução alternativa passaria pela realização da substituição dos condutores ACSR, por condutores de alta temperatura ACCC. Isto permitirá manter o corredor existente, ou seja, promover o aproveitamento dos apoios existentes.

Para a implementação desta solução será então, necessário realizar apenas as seguintes tarefas:

- Desmontar as cadeias de isoladores existentes, quer sejam cadeias em suspensão ou cadeias em amarração;
- Desmontar os cabos condutores existentes na linha;
- Colocar cadeias de isoladores em suspensão;
- Colocar cadeias de isoladores em amarração;
- Colocar cabo condutor ACCC 380 AMSTERDAM;
- Colocar antivibradores na linha;
- Realizar pintura de apoios metálicos danificados.

A Tabela (6.1) apresenta os materiais que se utilizarão na implementação desta solução, bem como as quantidades dos mesmos e respetivos preços.

Tabela 6.1: Tabela resumo do custo dos materiais a utilizar na solução alternativa.

Designação do Grupo	Unidade	Quantidade	Preço total
ISOLAMENTO/ACESSÓRIOS	un	1 350	61 374,00 €
CABOS CONDUTORES (ACCC 380)	m	12 291,30	125 494,17 €
			186 868,17 €

Pode então concluir-se, por observação da Tabela (6.1), que o custo dos materiais que se utilizariam na solução alternativa seria de 186 868,17 €.

A Tabela (6.2) ilustra os custos de mão de obra da implementação desta solução.

Tabela 6.2: Tabela resumo dos custos de mão de obra da solução alternativa.

Designação	Unidade	Quantidade	Preços
REABILITAÇÃO DE APOIOS METÁLICOS	m	245,3	14 644,41 €
DESMONTAGEM DE CADEIAS DE ISOLADORES	un	150	3 867,00 €
DESMONTAGEM DE CABOS CONDUTORES	km	11,706	5 067,64 €
COLOCAÇÃO DOS CABOS CONDUTORES	km	11,706	14 053,29€
COLOCAÇÃO DE CADEIAS DE ISOLADORES EM AMARRAÇÃO E SUSPENSÃO	un	150	8 294,82 €
FORNECIMENTO E COLOCAÇÃO DE ANTIVIBRADORES	un	192	9 047,04 €
			54 974,20 €

Por observação da Tabela (6.2), chega-se à conclusão que os custos de mão de obra da solução alternativa seriam de 54 974,20 €.

Assim sendo, a implementação desta solução terá um custo total de 241 842,37 € que pode ser consultado na Tabela (6.3).

Tabela 6.3: Tabela resumo dos custos de implementação da solução alternativa.

Custo Total de Materiais	Custo Total de Mão de Obra	Custo Total da Solução Alternativa
186 868,17 €	54 974,20 €	241 842,37€

6.2 Custos da Solução Convencional

A solução convencional, que como já havia sido também referido, passaria pela construção de uma linha em paralelo à linha existente, com o mesmo tipo de condutores (ACSR).

As tarefas a realizar na implementação desta solução seriam as seguintes:

- Piquetagem do terreno, para marcação do local onde serão colocados os novos apoios;
- Contactos com os proprietários dos terrenos;
- Autorizações para a realização do projeto;
- Abertura de faixas de acesso à linha;
- Colocação de cadeias de isoladores em amarração e em suspensão;
- Colocação dos elétrodos;
- Colocação do cabo condutor ACSR BEAR 326;
- Colocação de antivibradores na linha;
- Transporte e montagem dos apoios não normalizados;
- Abertura de covas e realização de maciços para os apoios metálicos do tipo F30CD24, F30CD30, F95CD33, F165CD15, F165CD18 e F165CD33;
- Abertura de covas e para os apoios de betão 28A14500;
- Montagem dos apoios metálicos.

De modo análogo ao que foi realizado para a solução alternativa, agora, na Tabela (6.4) podem ser consultados, com mais detalhe, os materiais que seriam utilizados na implementação desta solução, bem como as quantidades dos mesmos e respetivos preços.

Tabela 6.4: Tabela resumo do custo dos materiais a utilizar na solução convencional.

Designação do Grupo	Unidade	Quantidade	Preço total
ISOLAMENTO/ACESSÓRIOS	un	1 350	18 659,28 €
CABOS CONDUTORES	m	12 291,30	37 119,73 €
COLOCAÇÃO DE ELÉTRODOS TERRA PARA OS APOIOS	un	64	441,60 €
APOIOS	un	5	179 482,36 €
			235 702,97 €

A Tabela (6.5) ilustra os custos de mão de obra da implementação desta solução.

Tabela 6.5: Tabela resumo dos custos de mão de obra da solução convencional.

Designação	Unidade	Quantidade	Preços
PIQUETAGEM – DEFINIÇÃO DO TRAÇADO DA LINHA	m	1,951	425,49 €
COLOCAÇÃO DE CADEIAS DE ISOLADORES EM SUSPENSÃO E EM AMARRAÇÃO	un	150	8 294,820 €
COLOCAÇÃO DOS CABOS CONDUTORES	km	11,706	14 053,29 €
FORNECIMENTO E COLOCAÇÃO DE ANTIVIBRADORES	192	192	4 081,92 €
ABERTURA DA FAIXA DE ACESSO À LINHA	km	2,951	2 390,76 €
ABERTURA DE COVAS PARA COLOCAÇÃO DE APOIOS NORMALIZADOS E NÃO NORMALIZADOS	m ³	645,43	20 234,220 €
EXECUÇÃO DOS MACIÇOS EM BETÃO PARA APOIOS NÃO NORMALIZADOS	m ³	241,36	25 412,50 €
TRANSPORTE E COLOCAÇÃO DE APOIOS METÁLICOS NORMALIZADOS E NÃO NORMALIZADOS – MÃO DE OBRA	m ³	83,18	30 671,54 €
TRANSPORTE E COLOCAÇÃO DE APOIOS DE BETÃO	un	2	5 658,30 €
CONTACTOS COM PROPRIETÁRIOS E OBTENÇÃO DE AUTORIZAÇÕES	un	32	1 155,84 €
			112 378,68 €

Na Tabela (6.6), estão presentes os custos totais dos materiais, os custos totais de mão de obra e ainda os custos com contactos com os proprietários dos terrenos onde a linha vai ser implantada, e as respetivas indemnizações, as quais terão um custo total de 19 150,00 €.

Assim sendo, o custo total da implementação desta solução pode ser consultado na Tabela (6.6).

Tabela 6.6: Tabela resumo dos custos de implementação da solução convencional.

Custo Total de Materiais	Custo Total de Mão de Obra	Indemnizações	Custo Total da Solução Convencional
235 702,97 €	112 378,68 €	19 150,00 €	367 231,65 €

Pode verificar-se que a solução alternativa tem um custo total de 241 842,37 €, enquanto que a solução convencional tem um custo de 367 231,65 €.

6.3 Verificação de Perdas da Solução Convencional e da Solução Alternativa

Nesta secção calcula-se o valor das perdas anuais dos cabos condutores, quer para a solução alternativa, quer para a solução convencional, de forma a perceber qual apresenta melhores resultados.

Considerando um período de 30 anos ($n=30$), uma taxa de atualização é 6,75% ($i=6,75\%$) e que as implementações seriam realizadas no ano de 2018 (ano zero), procede-se então, ao cálculo das perdas, através da expressão (6.1):

$$perdas = 3 \times R \times I^2 \times km \times beneficio \quad (6.1)$$

Onde:

- R é a resistência do cabo condutor aplicado na solução a estudar;
- I é a corrente que passa na linha em análise durante um ano;
- km é o comprimento da linha em km;
- $beneficio$ - benefício de Energia de Perdas valorizado a determinado valor de €/kWh.

De forma a obter os *cash flows* (fluxos caixa) anuais durante 30 anos, recorreu-se à seguinte expressão abaixo ilustrada [49]:

$$C_0 = \frac{C_n}{(1+i)^n} \quad (6.2)$$

Onde:

- C_0 é a atualização de capital para o ano zero;

- C_n corresponde ao *cash flow* anual, que neste caso seria variável a cada ano, mas se considera constante a partir do ano 10;
- i é a taxa de aproveitamento;
- n é o ano para o qual se está a calcular o *cash flow* ($n=0, 1, \dots$).

Veja-se, abaixo, o exemplo do cálculo do *cash flow* para o ano de 2019, para a solução alternativa, utilizando a expressão (6.2), anteriormente referida.

Como a linha é constituída por dois ternos com diferentes diagramas de carga, as perdas vão ser distintas, resultando então:

$$Perdas = 3 \times 0,0784 \times (37,568kA) \times 1,951km \times 0,0919 = 1584,27 \text{ euros} \quad (6.3)$$

$$Perdas = 3 \times 0,0784 \times (1554,793kA) \times 1,951km \times 0,0919 = 65566,61 \text{ euros} \quad (6.4)$$

Sendo que a equação (6.3) ilustra as perdas respeitantes ao terno de Vidago e a equação (6.4) ilustra as perdas respeitantes ao terno de Soutelo.

Assim sendo:

$$\text{Perdas totais na linha} = 1\,584,27 \text{ €} + 65\,566,61 \text{ €} = 6\,7150,88 \text{ €}$$

Onde:

- R , neste caso é a resistência do condutor ACCC 380, e toma o valor de $0,0784 \Omega/km$ a uma temperatura de $20^\circ C$;
- O benefício de Energia de Perdas é valorizado a $0,0919 \text{ €/kWh}$;
- O comprimento da linha em km é de $1,951 \text{ km}$;
- I é o valor total da corrente ao quadrado, que passa na linha durante todo o ano de 2019, que é de aproximadamente $37,568 \text{ kA}$ para Vidago e de cerca de $1\,554,793 \text{ kA}$ para Soutelo.

O valor obtido das perdas será o valor de C_n da equação (6.2). Neste caso, C_n equivale a C_1 , já que $n=1$ (com C_1 a resultar da soma dos *cash flows* (fluxos de caixa) dos dois ternos da linha em estudo). Isto porque 2019 equivale ao ano $n=1$, uma vez que se está a considerar que a solução seria implementada no ano de 2018 (ano $n=0$).

Realizando então a atualização do capital para o ano zero através da equação (6.2) resulta:

$$\begin{aligned} C_0 &= \frac{C_n}{(1+0,0675)^1} = \frac{C_{S1}}{(1+0,0675)^1} = \frac{C_{V1}}{(1+0,0675)^1} = \\ &= \frac{65566,61}{(1+0,0675)^1} = \frac{1\,584,27}{(1+0,0675)^1} = \\ &= 61420,71 \text{ euros} + 1484,09 \text{ euros} = \\ &= 62904,80 \text{ euros} \end{aligned} \quad (6.5)$$

Este é apenas um dos exemplos dos *cash flows* obtidos, neste caso, para o ano de 2019. Iria obter-se um valor de *cash flow* diferente ao longo dos 30 anos, mas considerou-se que a partir do ano 10 (ano de 2029) os valores dos *cash flows* seriam sempre os mesmos, para efeitos mais realistas.

Repetindo o mesmo processo para os restantes anos e tendo-se realizado sempre a atualização do capital para o ano zero, para a solução alternativa obteve-se o valor de $C_0 = 1\,075\,103,58 \text{ €}$.

De forma análoga, para um período de 30 anos e realizando novamente a atualização do capital para o ano zero, para a solução convencional obteve-se o valor de $C_0 = 749\,418,50 \text{ €}$.

6.4 Análise de Perdas e Investimento

A Tabela (6.7) apresenta o investimento e as perdas para a solução alternativa e para a solução convencional.

Tabela 6.7: Investimento e perdas da solução alternativa e da solução convencional.

	Solução Alternativa	Solução Convencional
Investimento	241 842,37 €	367 231,65 €
Perdas	1 075 103,58 €	749 418,50 €
Total	1 316 945,95 €	1 116 650,15 €

Deste modo, através da Tabela (6.7), é possível verificar que a solução alternativa, embora tenha um investimento inicial menor do que a solução convencional, apresentaria maiores perdas ao longo de 30 anos do que esta última.

Assim sendo, seria mais rentável que se escolhesse a solução convencional no *uprating* da linha de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, com a construção de uma linha em paralelo à existente utilizando cabos condutores do tipo ACSR. Isto porque, embora o investimento inicial na construção da solução convencional seja maior, apresenta menos perdas ao longo do tempo, permitindo uma poupança de 200 295,80 €, em relação à solução alternativa.

Capítulo 7

Impactos Ambientais

Apesar da legislação em vigor não impor um estudo exaustivo ambiental para linhas de AT, neste capítulo irá realizar-se um estudo dos impactos ambientais associados à colocação de uma linha em paralelo com a linha já existente, utilizando condutores ACSR (solução convencional) bem como dos impactos ambientais associados apenas à substituição dos condutores por condutores de alta temperatura ACCC (solução alternativa), da linha Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I.

Apresentar-se-á também, uma análise crítica das duas soluções, bem como algumas sugestões para ajudar na tomada de decisão e para uma melhor integração da linha aérea na paisagem.

7.1 Principais Impactos Ambientais

De um modo geral, apresentam-se os principais impactos ambientais na construção de uma linha aérea de distribuição de energia elétrica [40]:

- Fauna e flora;
- Recursos hídricos;
- Solos;
- Económicos e sociais;
- Qualidade do ar e poluição sonora;
- Materiais e geração de desperdícios;
- Impactos visuais nas paisagens.

7.1.1 Impactos a Nível da Fauna e Flora

Os impactos a nível da fauna e da flora são os seguintes [50]:

- Alteração da diversidade e estrutura dos ecossistemas, perturbações, perda e fragmentação de habitats;
- Perda de avifauna, por colisão e eletrocussão de aves;
- Risco de incêndio;
- Desflorestação, decorrente do estabelecimento das linhas, com a eliminação de núcleos arbóreos (AT, MT).

7.1.2 Impactos Relacionados com Recursos Hídricos

No que respeita a margens das linhas/elementos de água, devido à sua degradação, podem trazer os seguintes impactos:

- Na qualidade da água, através da acumulação de detritos;
- Perturbação de depósitos;
- Lençóis subterrâneos.

7.1.3 Impactos nos Solos

Os impactos nos solos podem ser:

- Alteração da morfologia original do terreno;
- Problemas de estabilização do solo e erosão do mesmo;
- Abate e remoção de árvores.

7.1.4 Impactos Sociais e Económicos

No que diz respeito aos impactos sociais e económicos, há alguns riscos à segurança e conforto das populações, como por exemplo:

- Risco de queda de uma linha, de estruturas, de condutores e risco de eletrocussões;
- Perceção social do objeto, devido ao ruído e impactos na saúde (perceção de que a exposição aos campos eletromagnéticos pode trazer consequências para a saúde, o que constitui um fator de desconforto e perturbação);
- Limitação da viabilidade económica e maior dificuldade na exploração florestal, por exemplo pela proximidade às estruturas elétricas, diminuição da área de construção, entre outros.

Mas nem tudo são desvantagens, já que o desenvolvimento económico provocado pela execução das infraestruturas elétricas pode dar origem a novos empregos e a eletricidade é também sinónimo de desenvolvimento social e industrial.

7.1.5 Impactos na Qualidade do Ar e Poluição Sonora

Há três tipos de problemas ambientais resultantes da utilização de equipamentos mecânicos na construção de linhas elétricas de transmissão.

São eles:

- Consumo de combustíveis fósseis e emissões de dióxido de carbono (CO₂);
- Poluição atmosférica com partículas e gases nocivos;
- Aumento da poluição sonora.

7.1.6 Materiais e Desperdícios

Nos apoios metálicos e nos condutores são usados, na sua maioria, materiais como ferro, aço e alumínio.

O fabrico destes materiais é responsável por impactos ambientais, pois implica grandes gastos de energia e emissões de CO₂, sendo que a extração dos materiais puros da natureza causa grandes perturbações nas paisagens.

O facto de ter de se desmontar ou montar uma linha também causa desperdícios, como por exemplo, apoios, cabos condutores, madeiras, plásticos.

7.1.7 Impactos Visuais

A questão visual tem um papel muito importante, já que os impactos visuais provocados pelas infraestruturas elétricas são, por norma, muito significativos, introduzindo um carácter distinto na paisagem. À alteração de carácter na paisagem, associa-se uma diminuição da qualidade visual da mesma, principalmente das paisagens não urbanas com reduzido nível de infraestruturas, nas quais as infraestruturas elétricas constituem um elemento estranho ao seu carácter.

7.1.7.1 Avaliação do Impacto Visual

A avaliação do impacto visual é um processo que permite a identificação, previsão e avaliação dos efeitos visuais causados pela projeção de uma infraestrutura elétrica em dada paisagem. Este impacto pode surgir de alterações biofísicas e socioculturais introduzidas por essa mesma infraestrutura, traduzindo-se assim, na componente visual, ou incluindo somente uma alteração da qualidade estética da paisagem.

A qualidade visual da paisagem provém da interação entre os elementos biofísicos da mesma e a percepção/juízo do observador.

7.1.8 Descrição e Caracterização da Paisagem da Área em Estudo

A aérea em estudo situa-se em Vila Pouca de Aguiar e Soutelo de Aguiar. Abaixo, na Figura (7.1), apresenta-se a localização geográfica da linha AT de 60 kV de Vila Pouca de Aguiar-Soutelo I, vista através do site da EDP - Distribuição – Rede.

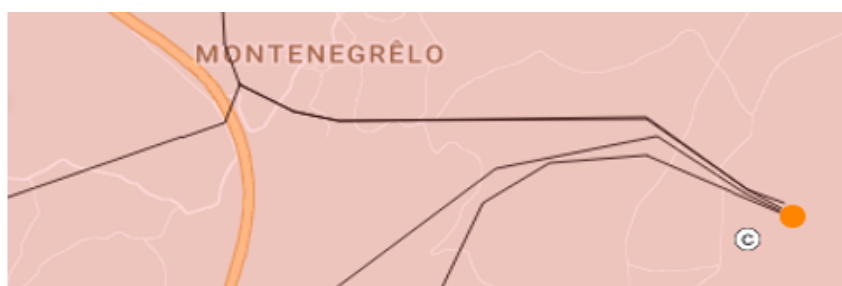


Figura 7.1: Localização da implementação da linha 60kV Vila Pouca de Aguiar-Soutelo I, EDP Rede. [29]

Através do *software Google Earth*, é também possível ver a localização geográfica da linha AT de 60 kV de Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I e dos apoios que a constituem, como se mostra na Figura (7.2).



Figura 7.2: Localização da linha de 60kV Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I e dos apoios, *Google Earth*.

Apresenta-se, igualmente, na Figura (7.3), o perfil de elevação da linha referida, obtido também através do *Google Earth*.



Figura 7.3: Perfil de elevação da linha de 60kV Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I.

Como se pode comprovar pelas Figuras (7.2) e (7.3), trata-se de uma paisagem caracterizada por zonas planas e algumas com relevo acidentado.

Para a caracterizar o ambiente afetado pela linha aérea, caracterizou-se a área de implementação da mesma, bem como uma faixa de largura de 25 m, ou seja, a zona de proteção da linha.

Na maior parte da extensão da linha, existem zonas de mato, zonas com bastantes pedras e tem na sua travessia algumas estradas e caminhos públicos.

De uma forma mais detalhada, o trajeto da linha aérea AT de 60kV Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I, encontra-se dividido da seguinte forma:

- Existe uma zona de mato desde a subestação de Vila Pouca de Aguiar, até aproximadamente ao apoio 8 e desde meio vão entre os apoios 10 e 11, até ao apoio 13. É também possível verificar uma área de campo não cultivado (inculto) do apoio 8 até meio vão entre esse mesmo apoio e o apoio 9.
- Desde meio vão do apoio 9 ao apoio 10, até meio vão entre o apoio 10 e o apoio 11, existe uma zona de lameiro.
- Estão presentes campos de cultivo do apoio 13 até ao apoio 14, aproximadamente.
- Entre o vão dos apoios 14 e 15 há um carvalhal, um campo de cultivo e um soto.
- Ligeiramente antes do apoio 15, existe um campo de cultivo que se estende até ao local de colocação do apoio 16.

7.1.9 Impactos Ambientais no Projeto em Estudo

De forma realizar uma avaliação e identificação dos impactos na paisagem é necessário conhecer os pontos da infraestrutura elétrica que abaixo se apresentam:

- A tensão da linha elétrica, que no projeto em estudo é de 60kV;
- O tipo de traçado da linha elétrica considerando o comprimento, a largura e a largura da faixa de proteção associada;
- O tipo de condutor elétrico utilizado, sendo ele o ACCC 380 AMSTERDAM;
- O desenho, o material, a quantidade e o espaçamento dos apoios;
- A necessidade de construção de acessos temporários para a obra e acessos permanentes para manutenção da estrutura.

7.2 Impactos Provocados pela Implementação da Solução Convencional

Nesta secção serão apresentados alguns dos possíveis impactos causados pela implementação da solução convencional, que difere da solução alternativa, já que implicaria a construção de uma linha em paralelo à existente com condutores do tipo ACSR BEAR 326.

Alguns dos impactos apresentados, poderão não ser relevantes, mas achou-se pertinente fazer a sua exposição.

7.2.1 Impactos a Nível da Fauna e Flora

No que diz respeito a perturbações da fauna e da flora, estas são decorrentes dos seguintes impactos:

Desflorestação/corte de vegetação

- Devido à necessidade da abertura de acessos para a nova linha (localizados abaixo dos condutores da linha aérea);
- Devido à abertura de fundações para os novos apoios;
- Prejudicial para a flora, pois com a eliminação de árvores e vegetação, há a destruição de ecossistemas e/ou espécies de plantas protegidas que possam existir no local onde esse abate é realizado, isto é, na faixa de proteção que tem uma largura de 25 m;
- A destruição da vegetação pode afetar também a fauna local, causando uma diminuição desta última;
- Potencia também áreas para o desenvolvimento de plantas invasoras, tornado algumas espécies de fauna e flora mais vulneráveis;
- O aumento da incidência de luz e vento, a variação de temperatura e diminuição da humidade interferem no comportamento animal.

Perda de Avifauna

- Pode ocorrer pela destruição de habitats e também devido ao aumento da probabilidade de haver eletrocussões de aves, (por colisão com os condutores), pois existem o dobro dos condutores em relação à solução alternativa.

Risco de Incêndios

- A probabilidade deste risco ocorrer devido a curto-circuitos aumenta, pelo facto de haver o dobro dos condutores, maior probabilidade de queda de estruturas e dos cabos condutores, prejudicando tanto a fauna como a flora.

7.2.2 Impactos a Nível dos Solos

A nível dos solos apresentam-se, de seguida, alguns dos possíveis impactos.

Primeira camada do solo:

- Possível impacto na primeira camada do solo, devido à necessidade de realizar novos acessos à linha, para transporte dos apoios, a abertura das fundações dos mesmos e a transporte de cimento, que necessita de equipamentos mecânicos.

Consistência do solo:

- O abate de árvores e remoção das mesmas, prejudica a consistência do solo, já que estas ajudam na sustentabilidade do mesmo, podendo assim, provocar erosões;
- Há a possibilidade de erosão do solo com a abertura das fundações dos apoios;
- A presença de chuvas que provocam desagregação das partículas do solo, quando este se encontra desprovido de vegetação, já que a própria cobertura vegetal desempenha função na estabilização dos solos.

Alteração da Morfologia do Terreno:

- Poderá acontecer com a realização de fundações para a colocação dos 16 novos apoios;
- Abertura de acessos para a nova linha em paralelo;
- Abertura da faixa de proteção da nova linha em paralelo.

Poluição dos Solos:

- Poderá ocorrer devido à deposição de resíduos na obra, como entulhos, plásticos, ferragens e condutores, ainda que pouco provável, uma vez que esses materiais são transportados para operadores licenciados (para reciclagem).

7.2.3 Impactos a Nível Económico e Social

A implementação de uma linha pode ter diversos impactos, como por exemplo a limitação da viabilidade económica, na medida em que pode levar à:

- Diminuição da exploração dos terrenos para realizar culturas;
- Limitação da aérea de construção, devido à presença das estruturas;
- Diminuição da exploração florestal, devido à desflorestação para abertura de acessos ou faixa de proteção.

Contudo, todos os prejuízos causados são convenientemente indemnizados pela EDP - Distribuição aos proprietários dos terrenos.

O facto de existir a presença de uma linha, pode causar um efeito psicológico na população, já que estes impactos dependem da percepção que cada um tem e do ambiente que o rodeia.

A presença de linhas elétricas, pode levar as populações a pensar que estão expostas a níveis de campos eletromagnéticos prejudiciais à saúde, sendo que a existência de duas linhas, terá um maior impacto.

Nesta secção é calculado o campo elétrico (\vec{E}) e campo magnético (\vec{B}) produzido pela linha Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, para a solução convencional, no local onde a distância ao solo do último condutor é a menor, nomeadamente no vão 1–2, com essa distância a valer 13 metros.

Assim sendo, no caso da linha em paralelo, com condutores ACSR, a operar a uma potência aparente de 120 MVA, cada linha apresenta um campo magnético de $5,362 \mu\text{T}$ e um campo elétrico $0,538 \text{ kV/m}$. De referir, que as linhas estão espaçadas de 15 m, pelo que o impacto do campo eletromagnético é “sentido” numa maior área.

Os limites máximos de exposição ao campo eletromagnético em Portugal estão regulamentados na **Portaria 1421/2004** [31]. Esta portaria adota sobretudo as recomendações realizadas em 1998 pelo ICNIRP – *International Comitee for Non-Ionizing Radiation Protection*.

Veja-se abaixo, a Figura (7.4), que apresenta os limites máximos de exposição ao campo eletromagnético.

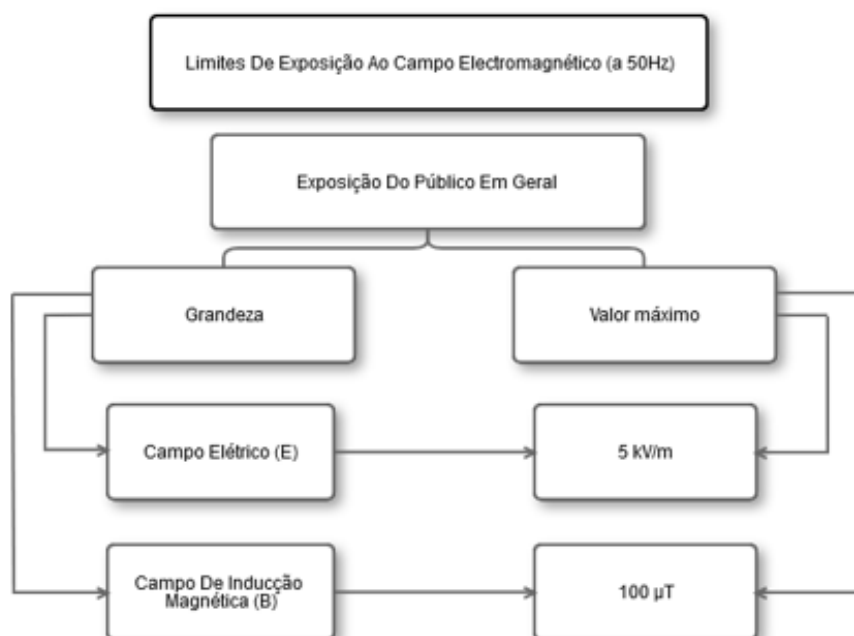


Figura 7.4: Valores máximos admissíveis para o campo elétrico e para o campo magnético. [31]

Deste modo, pode então concluir-se que os valores de campo elétrico e de campo magnético que esta solução apresenta, se encontram dentro dos valores máximas admissíveis.

Qualidade do ar e poluição sonora:

- O transporte e colocação dos 16 novos apoios e a passagem dos condutores implica que existam máquinas a trabalhar, que emitem gases de escape, que possuem na sua composição dióxido de carbono, um gás responsável pelo efeito de estufa e consequentemente pelo aquecimento global;

- Os gases prejudiciais provenientes dos equipamentos de trabalho, como por exemplo o monóxido de carbono, os óxidos de enxofre e de nitrogénio contém moléculas perigosas para a saúde não só das populações, como de todos em geral;
- A produção de cimento é outro dos impactos na qualidade do ar, já que liberta também grandes quantidades de CO₂ para a atmosfera, contribuindo também para a poluição do ar.
- Os equipamentos utilizados nos trabalhos de construção da nova linha contribuem também para o aumento da poluição sonora, e provocam *stress* aos trabalhadores e à população onde a linha está a ser instalada.
- O barulho dos equipamentos de trabalho pode “aterrorizar” os animais, forçando-os a abandonar os seus habitats naturais. Embora a poluição sonora seja normalmente baixa.

7.2.4 Impactos a Nível de Utilização de Materiais e Desperdícios

Durante a implementação da linha desta solução, os materiais e desperdícios poderão ser os abaixo apresentados.

Utilização de materiais:

- Cimento utilizado nas fundações dos apoios é uma das principais causas do consumo de água na construção de linhas aéreas de transmissão.
- Produção de cimento necessita de grandes quantidades de cascalho e areia, provocando poluição e destruição dos solos, pela recolha dos componentes para o seu fabrico;

Desperdícios:

- Materiais decorrentes da construção, como por exemplo apoios, madeiras, cabos condutores, plásticos, que serão posteriormente removidos do local de instalação da linha.

7.2.5 Impactos a Nível Visual

Uma vez que será construída uma linha em paralelo à já existente, a perceção social das populações em termos de impactos visuais, será muito maior e estas poderão mostrar-se mais descontentes.

Terá de existir a abertura de uma faixa de proteção que terá uma largura de 50 m, em vez dos 25 m anteriores, o que provoca impactos visuais a nível da paisagem, com o abate de árvores, e destruição da vegetação nessa zona. Além deste facto, existirão também o dobro dos apoios e o dobro dos condutores, o que não é esteticamente apelativo, contribuindo assim, para o descontentamento social.

7.2.6 Impactos a Nível dos Recursos Hídricos

No que diz respeito à implementação da linha em paralelo, a nível dos recursos hídricos, os impactos:

- Podem ocorrer durante as atividades de abertura de faixas para lançamentos de cabos condutores e abertura de acessos aos apoios;
- Podem ser afetados em todas as áreas de supressão vegetal, que sofrem alterações no sistema de infiltração e drenagem de água. Deste modo, podem surgir novos fluxos de água, e pode haver alteração da dinâmica de escoamento superficial, que precisam de ser controlados;
- Podem causar destruição de potenciais cursos de água ou lençóis de água que possam existir na zona, havendo risco de contaminação das águas.

7.3 Impactos Provocados pela Implementação da Solução Alternativa

Nesta secção serão apresentados alguns dos possíveis impactos causados pela implementação da solução alternativa.

7.3.1 Impactos a Nível da Fauna e Flora

No que diz respeito a perturbações da fauna e da flora, estas são decorrentes dos seguintes impactos:

Desflorestação/corte de vegetação

- Não haverá desflorestação, nem corte de vegetação, o que consequentemente, provocará menor perturbação de espécies protegidas, pois não há a necessidade da abertura de novos acessos para a linha, já que se utilizarão os existentes. Tudo isto terá muito menos impacto a nível da fauna e da flora, quando comparada com a solução convencional.
- Não haverá também abertura de fundações para os novos apoios, pois utilizar-se-ão os apoios da linha antiga, o que evita trabalhos de equipamentos para transporte e colocação de apoios;
- Não havendo equipamentos a trabalhar durante tanto tempo, verifica-se uma menor perturbação da fauna, no que diz respeito ao barulho causado e ao stress a que a fauna e também os trabalhadores, estariam sujeitos. Tudo isto, contribui assim, para uma menor poluição sonora e também ambiental também.

Perda de Avifauna

- Se ocorrer, será a um nível bastante menor do que o que acontece com a solução convencional, pela diminuição do número de planos de colisão e de condutores.
- O risco de eletrocussões de aves será menor do que na solução convencional, uma vez que só existe uma linha elétrica;

Risco de incêndios

- Será menor do que na solução convencional, já que existem metade dos condutores, diminuindo a probabilidade de curto-circuitos e queda de estruturas ou de condutores, não prejudicando tão gravemente a fauna e a flora.

7.3.2 Impactos a Nível dos Solos

Apresentam-se, se seguida, de um modo mais detalhado, alguns dos impactos que poderão ocorrer a nível dos solos.

Primeira camada do solo:

O transporte dos apoios, a abertura das fundações dos mesmos e o transporte de cimento, necessitam de equipamentos mecânicos, mas, neste caso, como não vai ser necessário colocar novos apoios, também não vai ser necessário que se realizem novos acessos à linha, nem realizar a abertura de faixas de proteção, não prejudicando assim o solo.

Consistência do solo:

Não irá ser alterada, uma vez que não será necessário realizar a abertura de novas fundações e a realização de maciços de betão para colocação de apoios. Assim sendo, não serão arrancadas árvores e não será colocada em causa a sustentabilidade do solo.

Alteração da morfologia do terreno:

- Não será alterada, pois não haverá escavações para realização de fundações para fixação dos novos apoios, já que se utilizarão os existentes;
- A diminuição de maquinaria pesada no local de implementação da linha, diminui os impactos nos caminhos rurais, ou eventualmente, em caminhos criados para passagem dos equipamentos de trabalho.

Poluição dos solos:

- Por disposição de resíduos da obra como entulhos, plásticos e ferragens e materiais removidos da linha antiga, como cabos condutores e acessórios, por exemplo, ainda que posteriormente sejam removidos.

7.3.3 Impactos a Nível Económico e Social

A implementação de uma linha pode ter diversos impactos, como por exemplo a limitação da viabilidade económica, na medida em que pode levar à:

- Diminuição da exploração dos terrenos para realizar culturas;
- Limitação da aérea de construção, devido à presença das estruturas;
- Diminuição da exploração florestal, devido à desflorestação para abertura de acessos ou faixa de proteção.

Embora todos os prejuízos sejam convenientemente indemnizados pela EDP - Distribuição aos proprietários dos terrenos, nenhum dos impactos descritos irá ocorrer com a implementação desta solução, uma vez que apenas se irá realizar a substituição dos cabos condutores da linha, mantendo os apoios.

O facto de existir a presença de uma linha, pode causar um efeito psicológico na população, já que estes impactos dependem da perceção que cada um tem e do ambiente que o rodeia.

A presença de linhas elétricas, pode levar as populações a pensar que estão expostas a níveis de campos eletromagnéticos prejudiciais à saúde, mesmo que nesta solução exista apenas uma linha elétrica, e não tendo, por isso, um impacto tão grande como na solução convencional.

Nesta secção é calculado o campo elétrico (\vec{E}) e campo magnético (\vec{B}) produzido pela linha Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, para a solução alternativa, no local onde a distância ao solo do último condutor é a menor, nomeadamente no vão 1–2, com essa distância a valer 13 metros.

Assim sendo, para o condutor ACCC, a operar a uma potência aparente de 240 MVA obteve-se um campo magnético com um valor de 10,724 μT e um campo elétrico de 0,538 kV/m. É importante entender que apesar do campo eletromagnético ser maior do que o gerado para a solução convencional, a sua área de “impacto” é também muito menor.

Por observação da Figura (7.4), é possível verificar que os valores do campo elétrico e do campo magnético se encontram dentro dos valores máximos admissíveis.

Qualidade do ar e poluição sonora

- O número de tarefas a executar é significativamente menor, assim, sendo o número de máquinas mais reduzido, esta solução apresentará muito menos poluição do ar e poluição sonora do que a solução convencional.
- Como não será necessário realizar maciços para os apoios, não haverá produção, nem transporte de cimento, e por isso, não existe poluição decorrente da produção de betão.
- Como existirão menos equipamentos nos trabalhos de construção desta linha, haverá uma diminuição da poluição sonora e do *stress* aos trabalhadores e à população onde a linha está a ser instalada.

7.3.4 Impactos a Nível da Utilização de Materiais e Desperdícios

Durante a implementação da linha desta solução, os materiais e desperdícios poderão ser os abaixo apresentados.

Utilização de materiais:

- Como não será necessário realizar maciços para os apoios, não será necessário produzir cimento, que seria uma das principais causas do consumo de água na construção de linhas aéreas de transmissão, como aconteceria na solução convencional.
- Como os apoios serão reutilizados não será necessário o fabrico dos mesmos, havendo assim uma diminuição de materiais ferrosos na linha.

Desperdícios:

Haverão sim, mais desperdícios do que aconteceria na solução convencional, devido ao material que se vai remover das linhas, uma vez que se vão desmontar as cadeias de isoladores, cabos condutores, sobrando também os acessórios da linha, e materiais provenientes da construção.

7.3.5 Impactos a Nível Visual

Uma vez que apenas se fará a substituição dos condutores da linha, os impactos visuais causados à população serão idênticos ao que eram antes desta alteração. Serão certamente menores do que os da solução convencional, pois haverá apenas uma linha, com os mesmos 16 apoios, não se criando novos acessos à linha, nem desflorestação decorrente da abertura de uma nova faixa de proteção. Todos estes fatores, a nível visual causam menos impactos, quando comparados com a existência de uma linha em paralelo.

7.3.6 Impactos a Nível dos Recursos Hídricos

No que diz respeito aos impactos causados nos recursos hídricos existe:

- Menor probabilidade de existir poluição a nível de recursos hídricos. Isto pode ocorrer durante as atividades de abertura de faixas para lançamentos de cabos, já que abertura de acessos aos apoios já se encontra realizada da linha antiga.

7.4 Resumo dos Impactos Ambientais e Comparação de Soluções

De um modo mais simples, analisando tudo aquilo que é mensurável, é possível verificar que a solução convencional, que consiste na construção de uma linha em paralelo com a linha existente, utilizando condutores do tipo ACSR, é muito mais prejudicial para o ambiente, do que a solução alternativa, que passaria pela substituição do tipo de condutores da linha por condutores de alta temperatura do tipo ACCC.

Na Tabela (7.1) - Tabela resumo, é apresentada uma comparação entre as duas alternativas, das tarefas a realizar em cada uma, com as principais tarefas destacadas a negrito, e equipamentos necessários para tal.

Nas Tabelas (7.2), (7.3), (7.4) e (7.5) podem também ser consultadas com mais detalhe algumas das tarefas a realizar nas duas soluções.

Os impactos identificados em ambas as soluções são mitigados na sua maioria, mas no entanto achou-se pertinente apresentá-los para conhecimento a nível teórico.

A solução convencional apresenta piores indicadores ambientais, na medida em que exige mais horas de trabalho, mais equipamentos mecânicos a operar, o que emite mais gases poluentes para a atmosfera, maior número de escavações, logo maiores impactos nos solos, maiores quantidades de materiais, exige também a criação de novos acessos à linha e consequentemente, mais desflorestação.

Tabela 7.1: Tabela resumo das etapas de construção das duas soluções (alternativa e convencional).

Tarefas	Unidade	Solução Alternativa (ACCC)	Solução Convencional (ACSR)
Registo e Topografia do Terreno	km	-	1,951
4x4 (reconhecimento)	h	-	8
Contactos com Proprietários	un	-	16
Autorizações dos Proprietários	un	-	16
Abertura do Corredor de Proteção	km ²	-	1,16
Tratores	h	-	18
Motoserras	h	-	36
Camião de Carga	h	-	2,15
Compressor	h	-	2
Abertura de Novos Acessos	km	-	2,951
Camião de Carga	h	-	7,3
Escavadora	h	-	7,3
Fundações	m ³	-	512,18
Escavadora	h	-	271,92
Compressor	h	-	68,1
Maciços	m ³	-	170,58
Escavadora	h	-	6,41
Compressor	h	-	2,42
Apoios Betão	un	-	3
Camião com Grua	h	-	19,59
Transporte e Montagem de Apoios (M.O)	t	-	29,33
Nº de apoios	un	-	16
Camião com Grua	h	-	82,95
Escavadora	h	-	21,5
Desmontagem do Betão dos Apoios	un	-	-
Camião com Grua	h	-	-
Escavadora	h	-	-
Desmontagem dos Apoios Metálicos	-	-	-
Camião com Grua	h	-	-
Escavadora	h	-	-
Desmontagem das Cadeias de Isoladores	un	150	-
Desmontagem dos condutores	km	11,49	-
Camião com Grua	h	36,63	-
Colocação de Pinças de Suspensão	un	48	48
Colocação de Pinças de Amarração	un	64	64
Montagem do condutor	km	11,49	11,49
Transporte	h	51,5	51,49
Camião com Bobinas	h	38,18	76,6
Colocação de antivibradores	un	192	192
Melhorias dos Apoios	m	245,3	-

Tabela 7.2: Número de horas de trabalho dos equipamentos mecânicos, consumo de combustível e emissões de CO₂.

	Unidade	Quantidades Solução Alternativa (ACCC)	Quantidades Solução Convencional (ACSR)
Equipamentos Mecânicos em Trabalho	h	145	696
Consumo de Combustível	L	701	5 960
Emissões kg CO ₂	CO ₂	1 872	15 911

Tabela 7.3: Produção de cimento e consumo de água, durante este processo, para a solução alternativa e para a solução convencional.

	Unidade	Quantidades Solução Alternativa (ACCC)	Quantidades Solução Convencional (ACSR)
Produção de Cimento	m ³	-	170,58
Consumo de Água	L	-	28 992

Tabela 7.4: Impactos no solo para a solução alternativa e para a solução convencional.

Impactos no solo	Unidade	Quantidades Solução Alternativa (ACCC)	Quantidades Solução Convencional (ACSR)
Escavação	m ³	-	512,18

Tabela 7.5: Materiais utilizados e desperdícios da solução alternativa e da solução convencional.

Materiais	Unidade	Quantidades Solução Alternativa (ACCC)	Quantidades Solução Convencional (ACSR)
Torres Metálicas	kg	-	77 028
Cabos Condutores	km	11,706	11,706
Desperdícios	un	342	-
Desperdícios de Condutores	km	11,706	1,951

7.5 Análise SWOT da Solução Alternativa e da Solução Convencional

A análise SWOT é uma ferramenta útil para tomada de decisões em diferentes situações em empresas e negócios.

Para ambas as soluções foi então realizada uma análise SWOT (*Strengths, Weaknesses, Opportunities and Threats*), ou seja, uma análise às forças, fraquezas, oportunidades e ameaças das duas soluções em estudo.

Apresentam-se abaixo duas tabelas, a Tabela (7.6) e a Tabela (7.7) para cada um dos 4 elementos envolvidos nesta análise, para a solução convencional e para a solução alternativa, respetivamente.

Assumindo que a solução a adotar para o *uprating* da linha de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I passará pela substituição dos condutores, não significa que a escolha ótima seja esta solução. Tudo depende dos objetivos que se queiram atingir e da ponderação que seja atribuída às forças e fraquezas de cada solução. Neste caso, o facto do condutor ACCC apresentar uma montagem e exploração mais caras do que as verificadas para o ACSR, pode levar a que não seja escolhida a solução alternativa.

Para a decisão final, será necessário efetuar um estudo não só económico, como também ambiental, que será tido em conta nesta ponderação.

Tabela 7.6: Análise SWOT para a solução convencional.

Forças	Fraquezas
Menores perdas por efeito de Joule;	Maior custo de: -Mão de obra; -Materiais.
Preço mais baixo;	Maiores flechas;
Facilidade de aplicação;	Suporta valores de tensões mecânicas mais baixos do que os suportados pelo ACCC;
“ <i>Know-How</i> ” adquirido, garantindo que o cabo; funciona a longo prazo;	Resistência elétrica mais elevada;
Prazo de fornecimento dos materiais muito menor do que o do ACCC;	Constrangimento com proprietários, por requisição de autorização para colocação dos apoios nos terrenos;
Existência de vários fornecedores deste tipo de cabo;	Maiores impactos ambientais;
Existência em <i>stock</i> (em caso de avaria o cabo condutor é facilmente adquirível).	Núcleo de aço - – podendo apresentar corrosão;
	Mais pesados do que os ACCC;
	Núcleo deforma mais facilmente do que o núcleo do ACCC;
	Revestimento de alumínio em fios circulares, que implica maior área;
	Mais desflorestação;
	Maior perturbação da fauna e da flora;
	Maiores níveis de poluição sonora e da qualidade do ar;
	Maior utilização de recursos/materiais.
Oportunidades	Ameaças
Utilização em grande escala nas linhas aéreas de transporte e distribuição de energia;	Condutores de alta temperatura (ACCC);
Grande <i>background</i> histórico.	Condutores ACSS (<i>Aluminium Conductor Steel Supported</i>) – com maior condutividade elétrica).

Tabela 7.7: Análise SWOT para a solução alternativa.

Forças	Fraquezas
Dimensões reduzidas da flecha;	Desmontagem das cadeias de isoladores, gerando resíduos;
Mais leves que os ACSR;	Desmontagem de condutores, o que origina resíduos;
Não têm aço na sua constituição, logo apresentam menor corrosão;	Elevado custo;
Núcleo não apresenta falhas por fadiga;	Reputação deste tipo de condutores - - ainda não está totalmente formada, podendo dificultar o seu acesso ao mercado;
Maior capacidade de transporte;	Limitações impostas por outros equipamentos – - pode não ser possível tirar partido de toda a capacidade de transporte do cabo ACCC devido a equipamentos que com capacidade inferior, que estejam em série com este;
Poupança nos apoios e estruturas;	Acessórios e instalação – alguns dos acessórios de montagem dos condutores ACCC não são iguais aos dos condutores ACSR;
Deformação praticamente nula, devido ao comportamento elástico do núcleo de compósito;	Funcionamento a altas temperaturas – - devido ao facto de outros componentes também estarem em contacto com o cabo, podendo não resistir a temperaturas tão elevadas, dando origem a acidentes;
Permitem reduzir o constrangimento com proprietários dos terrenos onde os apoios serão colocados, porque permitem o aproveitamento de estruturas já existentes;	Comportamento descontínuo - A capacidade de trabalhar numa gama de temperaturas tão vasta, provoca modificações no comportamento dos materiais constituintes do cabo.

Forças	Fraquezas
Revestimento de alumínio feito em fios trapezoidais, o que confere uma forma mais compacta ao cabo, permitindo-lhe assim, uma secção inferior;	Perdas na linha a longo prazo;
Benefícios ambientais, na medida em que permite reduzir os traçados das linhas aéreas;	Custos de exploração + instalação elevados quando comparados com a solução convencional.
Menor poluição da qualidade do ar;	
Menor perturbação do solo;	
Menor investimento inicial;	
Menor utilização de materiais.	
Oportunidades	Ameaças
Aumento do número de consumidores, tornando necessário aumentar a capacidade das linhas;	Condutores ACSR.
Necessidade de haver passagem de linhas por cima de prédios, por zona de vegetação alta, ou em travessias de rios de grande comprimento – devido à sua flecha reduzida;	

Oportunidades	Ameaças
Vão de maiores dimensões, permitindo garantir distâncias aos objetos sobrepassados pois possui flechas menores	
Instalação de linhas duplas ou linhas simples, com secções não muito elevadas, não sendo necessário alterar as infraestruturas de apoio às linhas;	
Zonas de desgaste rápido – - como zonas costeiras ou perto de indústrias;	
Zonas protegidas – - devido à menor utilização de apoios, perturbando menos os ecossistemas e intervindo menos na paisagem;	

7.6 Medidas de Minimização

Apenas é possível reduzir alguns impactos negativos na implementação da solução alternativa e da solução convencional. Assim sendo, como forma de minimização de alguns dos impactos verificados, pode ter-se alguns cuidados no que diz respeito aos apoios, por exemplo, quanto à sua forma, escala, textura, padrão, cor, tendo sempre em conta as características da paisagem onde se encontram inseridos.

- Podem dissimular-se estas infraestruturas através de vegetação;
- Escolher apoios de tons neutros e mates;
- De modo a minimizar o efeito de rotura, podem criar-se maciços vegetais, ao longo das zonas de servidão das linhas;
- Plantar-se árvores de modo a reduzir também os impactos visuais das infraestruturas.

Outra das medidas seria compartilhar o corredor de acesso para minimizar os requisitos da linha, fazer pequenos ajustes na colocação dos apoios para evitar efeitos sobre as operações agrícolas.

Nos casos onde teria de se realizar abertura de novos acessos, a realização de maciços e fundações e a colocação de novos apoios, deveria optar por se utilizar equipamentos mecânicos que possuam maior eficiência energética e menores emissões de CO₂.

Deveria também haver manutenção do controlo de erosão durante a construção para minimizar o escoamento superficial do solo superior e perturbações de áreas naturais e fauna.

Por fim, deveriam utilizar-se mecanismos de avaliação prévia dos impactos ambientais, permitindo escolher ações que os reduzam.

Capítulo 8

Conclusões e Trabalhos Futuros

8.1 Conclusões

A execução de um projeto de uma linha aérea compreende diversas etapas, como por exemplo, o cálculo mecânico, o cálculo elétrico, considerações económicas e considerações ambientais.

Dentro das considerações económicas, foi realizado um *Benchmarking* sobre diferentes tipos de condutores. Para isso, foi criado um “programa *online*”, que utiliza uma base de dados onde constam diversas características de diferentes tipos de condutores existentes no mercado, como por exemplo do tipo AAC, ACCC, ACSR.

Algumas das características apresentadas no programa dedicado ao *Benchmarking* são as perdas de Joule, a corrente estipulada, as flechas máximas, as tensões máximas e as resistências elétricas dos condutores.

O utilizador, que será a EDP - Distribuição, poderá pesquisar o que pretender em qualquer um dos campos editáveis, relativos às características dos condutores, possibilitando uma análise comparativa, por exemplo, entre valores de flechas máximas, resistências elétricas ou perdas de Joule. Este poderá também inserir nova informação sobre cabos condutores, que será armazenada na base de dados já referida.

As etapas da implementação de uma linha aérea foram analisadas no estudo da realização do *uprating* da linha de AT - Vila Pouca de Aguiar- Soutelo I.

Para o *uprating* da linha de Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I, foram consideradas duas possíveis soluções, a solução alternativa e a solução convencional. A primeira, consistia na substituição dos condutores existentes por condutores de alta temperatura, do tipo ACCC – 380 AMSTERDAM, o que permitiria manter os apoios existentes. A segunda, consistia na construção de uma linha em paralelo à existente, utilizando condutores convencionais do tipo ACSR – BEAR 326.

Nesta dissertação, foi realizado o cálculo mecânico para a solução alternativa, considerando diferentes espessuras de gelo e também diferentes condições de vento máximo, quer para o cabo de guarda, quer para o cabo condutor.

A utilização do condutor ACCC, permitiu manter os apoios existentes, e através do cálculo dos esforços segundo o sentido longitudinal, transversal e vertical, foi possível concluir que a

estabilidade desses 16 apoios se verificava.

Concluiu-se que as distâncias de segurança regulamentares eram cumpridas, e procedeu-se ao cálculo do desvio transversal da cadeia de isoladores e do ângulo de fixação para as cadeias de suspensão, tendo-se verificado também que estes valores se encontravam dentro dos limites.

De seguida, procedeu-se à realização do cálculo elétrico, com a apresentação da corrente de serviço, das perdas de energia, das distâncias geométricas entre fases e do cálculo das quedas de tensão.

Posteriormente, analisaram-se as duas soluções referidas, a nível económico e a nível ambiental.

A nível económico, calcularam-se os custos de exploração e de montagem de ambas as soluções, ou seja, calculou-se o investimento inicial dos dois projetos, no que diz respeito a materiais utilizados e mão de obra necessários para a sua implementação.

Para as duas soluções foram também calculadas as perdas apresentadas pelos condutores, durante um período de 30 anos.

A nível ambiental, foram de igual modo estudadas as duas soluções, tendo-se para isso, realizado uma análise de diversos descritores, como por exemplo, desflorestação e corte de vegetação, perturbação da fauna e da flora, alteração da qualidade do ar e poluição sonora, exposição a campos eletromagnéticos, entre outros. Durante a comparação das duas soluções, foi possível verificar que, economicamente, os condutores ACCC são mais dispendiosos do que os ACSR, no que diz respeito ao total do custo de instalação, acrescido das perdas verificadas nesses condutores ao longo de 30 anos.

Devido às suas características mecânicas, os condutores ACCC permitem melhorar as linhas na sua dimensão, diminuindo o número de apoios a instalar, como se pode comprovar no projeto em estudo, uma vez que se utilizariam apenas 16 apoios e não 32, como aconteceria se fosse implementada a solução convencional.

Como referido, o fator económico é a maior desvantagem dos condutores ACCC, mas outra grande desvantagem é o facto desta tecnologia ainda não estar muito explorada e o custo deste tipo de condutores ser bastante mais elevado do que o dos condutores convencionais.

Analisando ambas as soluções a nível de custos (exploração e implementação), para o período de 30 anos, é possível concluir que a solução convencional é mais rentável do que a solução alternativa, existindo um diferencial de 15% entre as duas soluções.

Em termos ambientais, é possível anuir que a pior solução é a solução convencional, na medida em que esta apresenta mais impactos em vários descritores ambientais:

- a nível da fauna e na flora;
- desflorestação e corte de vegetação;
- solos;
- qualidade do ar, que poderia diminuir, devido à maior utilização de equipamentos mecânicos para realizar escavações, para transporte de cimento, entre outras tarefas.

Apresentaria também uma maior área de impacto, respeitante ao campo eletromagnético, embora os valores do campo magnético nesta solução sejam menores do que na solução alternativa, e os valores do campo elétrico sejam muito semelhantes em ambas.

Assim sendo, as vantagens na utilização do cabo de alta temperatura ACCC 380 AMSTERDAM sobrepõem-se às suas desvantagens, quer em termos das características mecânicas, quer em termos ambientais, permitindo ainda reduzir os constrangimentos com os proprietários dos terrenos onde os apoios são implementados, já que não haverá necessidade de se montarem novos apoios.

Contudo, a escolha da melhor solução para o *uprating* da linha AT – Vila Pouca de Aguiar – Soutelo I deve ser uma escolha ponderada, tendo como base as forças e fraquezas das duas soluções, bem como os impactos económicos e impactos ambientais das mesmas.

A nível económico, a melhor solução é a solução convencional, já que apesar de apresentar custos iniciais de investimento superiores aos da solução alternativa, o total de custo de materiais, de perdas e de exploração da linha, nesta solução, é menor do que o verificado para a solução alternativa, como já havia sido referido.

A nível ambiental, a melhor solução é a solução alternativa pelo facto dos impactos ambientais verificados serem bem menores do que os da solução convencional.

Como conclusão, pode afirmar-se que a escolha da solução a implementar deve ter em conta não só os indicadores económicos, mas também os indicadores ambientais, sendo que estes podem ter uma papel preponderante para a tomada de decisão.

8.2 Trabalhos Futuros

Os projetos de linhas aéreas envolvem investimentos económicos de grande escala, sendo cada vez mais importante adotar estratégias que minimizem o custo dos investimentos nesses projetos.

Como trabalho futuros seria interessante realizar:

- Estudos para verificar a viabilidade económica da realização da substituição dos cabos convencionais por um outro tipo de cabos condutores;
- Estudos sobre o impacto económico e ambiental real, que o *uprating* com condutores ACCC teve nas linhas aéreas Fafe (REN) – Fafe e Vermoin (REN) – Alfena;
- Um *benchmarking* mais profundo aos condutores analisados nesta dissertação, como por exemplo:
 - realizar estudos de perdas, esforços e flechas, considerando, temperaturas reais;
 - verificar situações reais de aplicação destes cabos;
 - realizar cálculos de perdas reais dos condutores e não de perdas fictícias;
 - verificar o número de avarias de cada tipo de condutor apresentado.

- Medições em vários descritores ambientais em linhas de AT já construídas, com a colaboração de Engenheiros Ambientais, de modo a aferir os impactos reais;
- Uma análise das perdas globais da rede após a entrada das linhas com as duas soluções implementadas (alternativa e convencional), que terá impacto em muitos quilómetros da rede e não exclusivamente a esta linha AT Vila Pouca – Soutelo I, em estudo.

Anexo A

Perfil da Linha

Para visualizar os ficheiros é necessário fazer uma aproximação pormenorizada dos mesmos, sobretudo no perfil da linha dupla AT de 60 kV Vila Pouca de Aguiar - Soutelo I.

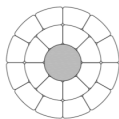
De notar que a designação do cabo condutor ACCC 418 AMSTERDAM, presente no perfil da linha, corresponde ao cabo condutor ACCC 380 AMSTERDAM, que se apresenta nesta dissertação e para o qual se realizaram os cálculos mecânicos. O cabo condutor foi aqui designado por 418, devido ao facto desta ser a designação presente na base de dados da EDP-Distribuição, uma vez que se trata da secção traccionável do condutor e não da sua secção real. Contudo, a EDP-Distribuição pretende fazer a alteração desta designação a curto prazo.

Anexo B

Características do Cabo Condutor e do Cabo de Guarda

data sheet

ACCC Amsterdam



LAMIFIL



Confidential
Version 4, 01-03-2012

Conductor	LF ACCC 380mm ²
Code name	ACCC Amsterdam

Mechanical specifications	Metric (SI)					Imperial				
Nominal aluminium equivalent area	mm²	383,7				in²	0,595			
Nominal cross sectional area of aluminium	mm²	371,3				in²	0,576			
Nominal cross-sectional area of core	mm²	47,1				in²	0,073			
Number, diameter and type of central wire	#, mm	1	7,75	R	CC	#, in	1	0,305	R	CC
Number, (eq.) diameter and type of wire in layer	#, mm	8	4,86	T	Al	#, in	8	0,191	T	Al
Number, (eq.) diameter and type of wire in layer	#, mm	12	4,87	T	Al	#, in	12	0,192	T	Al
Diameter tolerance of Composite Core (CC)	mm	± 0,05				in	± 0,002			
Diameter tolerance of aluminium wires (Al or Alloy)	%	± 1				%	± 1			
Minimum filling factor of the aluminium cross section	%	93				%	93			
Lay ratio of inner layer(s)		10-16					10-16			
Lay ratio of outer layer		10-14					10-14			
Overall diameter	mm	23,55				in	0,927			
Diameter of core	mm	7,75				in	0,305			
Rated tensile strength of conductor (RTS as per ASTM B 857) *	kN	122,6				klbf	27,6			
Extreme load safety strength of conductor (with 40% of the aluminium strength) **	kN	110,4				klbf	24,8			
Rated tensile strength of core	kN	101,7				klbf	22,9			
Nominal mass per unit length - total	kg/km	1112,5				lb/kft	747,6			
Nominal mass per unit length - aluminium	kg/km	1026,1				lb/kft	689,5			
Nominal mass per unit length - core	kg/km	86				lb/kft	58			
Coefficient of linear expansion above thermal kneepoint	/ K	0,00000161				/ °F	0,00000089			
Coefficient of linear expansion below thermal kneepoint	/ K	0,0000187				/ °F	0,00001039			
Modulus of elasticity of the core	GPa	112,3				Msi	16,29			
Modulus of elasticity below thermal kneepoint	GPa	62,9				Msi	9,12			
Geometric mean radius	mm	9,57				ft	0,0314			

Electrical specifications	Metric (SI)		Imperial	
Nominal DC resistance at 20 °C (nominal)	Ohm/km	0,0754	Ohm/mile	0,1213
Temperature coefficient		0,00403		0,00403
Frequency	Hz	50	Hz	60
Nominal AC resistance at 20 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,0760	Ohm/mile	0,1228
Nominal AC resistance at 25 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,0775	Ohm/mile	0,1252
Nominal AC resistance at 50 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,0851	Ohm/mile	0,1373
Nominal AC resistance at 75 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,0926	Ohm/mile	0,1494
Nominal AC resistance at 100 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,1002	Ohm/mile	0,1616
Nominal AC resistance at 125 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,1077	Ohm/mile	0,1737
Nominal AC resistance at 150 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,1153	Ohm/mile	0,1859
Nominal AC resistance at 175 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,1229	Ohm/mile	0,1980
Nominal AC resistance at 200 °C (tolerance ± 2%)	Ohm/km	0,1305	Ohm/mile	0,2102
Maximum allowable continuous operating temperature (surface)	°C	175	°F	347
Maximum allowable continuous operating temperature (core)	°C	180	°F	356
Emergency operating temperature (core)	°C	200	°F	392
Inductive reactance: X _a (conductor part)	Ohm/km	0,2175	Ohm/mile	0,4199
Shunt capacitive reactance: X' _a (conductor part)	MOhm/km	0,1863	MOhm/mile	0,0965

Individual wires				Metric (SI)		Imperial	
Maximum resistivity of aluminium at 20 °C, minimum IACS	nOhmm, %	27.35	63%	nOhmft, %	89.73	63%	
Minimum tensile strength, aluminium wire	MPa	58.6		psi	8500		

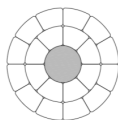
Standard applied for conductor manufacturer: EN50182

* Note ASTM calculates aluminium strength at 96% of the minimum Tensile Strength of the aluminium wire

** This safety strength is recommended where sustained loads of over 80% of the RTS are expected for prolonged periods.

Page 1

data sheet
ACCC Amsterdam



Confidential
Standard conditions

Conductor	LF ACCC 380mm ²
Code name	ACCC Amsterdam

Maximum DC current	Metric (SI)			Imperial		
DC current rating at given temperature	A, °C	365	40	A, °F	365	104
DC current rating at given temperature	A, °C	557	50	A, °F	557	122
DC current rating at given temperature	A, °C	692	60	A, °F	692	140
DC current rating at given temperature	A, °C	799	70	A, °F	799	158
DC current rating at given temperature	A, °C	890	80	A, °F	890	176
DC current rating at given temperature	A, °C	968	90	A, °F	968	194
DC current rating at given temperature	A, °C	1039	100	A, °F	1039	212
DC current rating at given temperature	A, °C	1102	110	A, °F	1102	230
DC current rating at given temperature	A, °C	1160	120	A, °F	1160	248
DC current rating at given temperature	A, °C	1214	130	A, °F	1214	266
DC current rating at given temperature	A, °C	1264	140	A, °F	1264	284
DC current rating at given temperature	A, °C	1312	150	A, °F	1312	302
DC current rating at given temperature	A, °C	1420	175	A, °F	1420	347

Maximum AC current	Metric (SI)			Imperial		
AC current rating at given temperature	A, °C	364	40	A, °F	363	104
AC current rating at given temperature	A, °C	555	50	A, °F	555	122
AC current rating at given temperature	A, °C	690	60	A, °F	689	140
AC current rating at given temperature	A, °C	797	70	A, °F	796	158
AC current rating at given temperature	A, °C	887	80	A, °F	886	176
AC current rating at given temperature	A, °C	966	90	A, °F	965	194
AC current rating at given temperature	A, °C	1036	100	A, °F	1035	212
AC current rating at given temperature	A, °C	1099	110	A, °F	1098	230
AC current rating at given temperature	A, °C	1158	120	A, °F	1157	248
AC current rating at given temperature	A, °C	1211	130	A, °F	1210	266
AC current rating at given temperature	A, °C	1262	140	A, °F	1261	284
AC current rating at given temperature	A, °C	1309	150	A, °F	1308	302
AC current rating at given temperature	A, °C	1417	175	A, °F	1416	347

Conditions	Metric (SI)		Imperial	
Wind	m/s	0,6	ft/s	1,97
Emissivity		0,5		0,5
Absorption coefficient		0,5		0,5
Sun radiation	W/m ²	1000	W/ft ²	93
Ambient temperature	°C	25	°F	77

Page 2

Figura B.1: *Datasheet* do Cabo Condutor ACCC 380 AMSTERDAM.

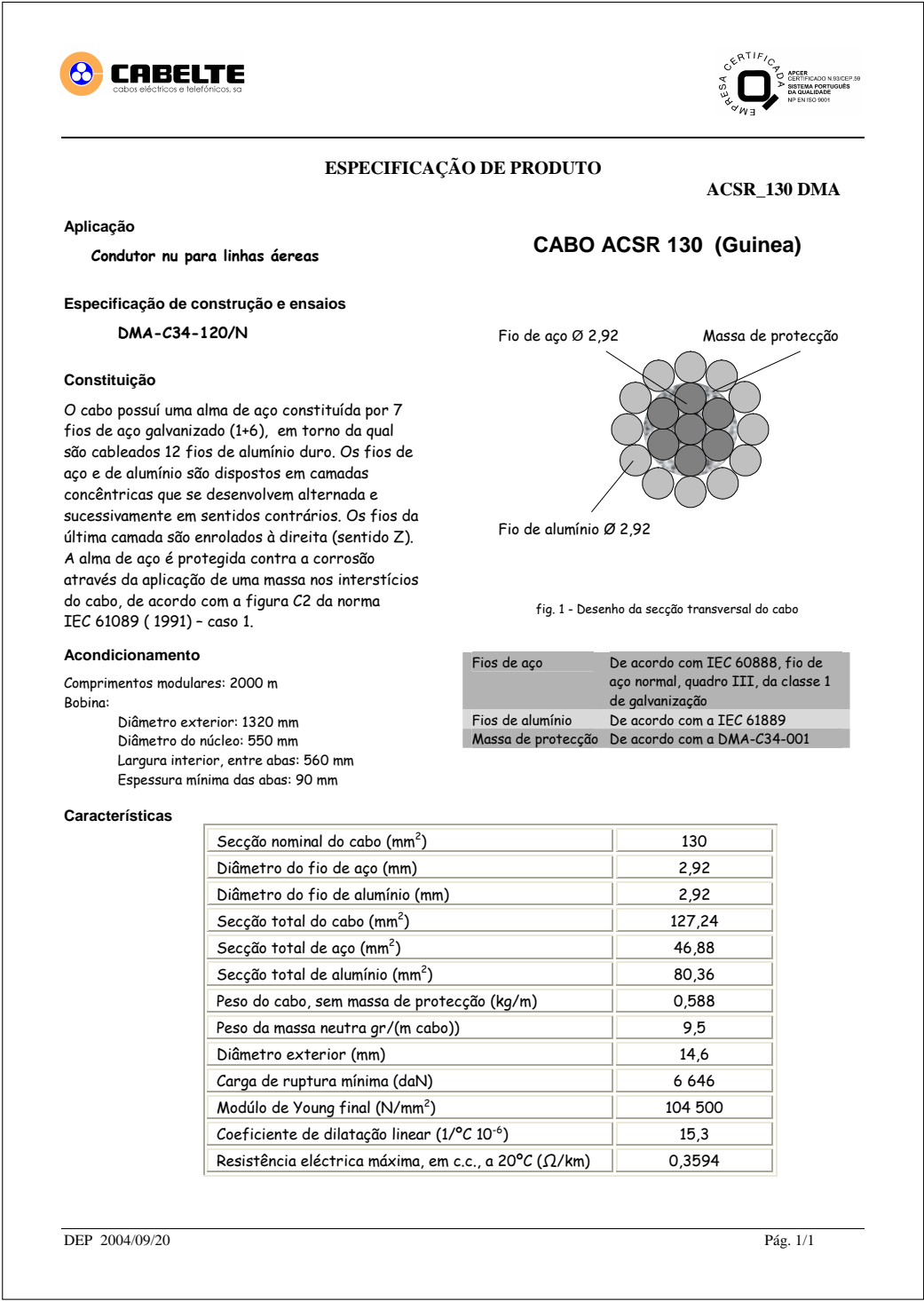


Tabela B.1: Resumo das características do cabo condutor ACCC 380 AMSTERDAM.

Cabo Condutor		
Parâmetro	Valor	Unidades
Condutores	ACCC 380	-
Secção (σ)	418,4	mm ²
Diâmetro (d)	23,55	mm
Peso próprio (ω)	1,112	daN/m
Módulo de Young (E)	6290	daN/mm ²
Coef. Dilatação (α_d)	0,0000187	/°C
Tensão rotura (T_R)	12260	daN
Peso da cadeia isoladores	30	daN

Tabela B.2: Resumo das características do cabo de guarda ACSR 130 Guineá.

Cabo de Guarda		
Parâmetro	Valor	Unidades
Condutores	ACSR 130	-
Secção (σ)	127,54	mm ²
Diâmetro ext (d)	14,63	mm
Peso próprio (ω)	0,59	daN/m
Módulo de Young (E)	10450	daN/mm ²
Coef. Dilatação (α_d)	0,0000153	/°C
Tensão rotura (T_R)	6646	daN
Peso da cadeia isoladores	30	daN

Anexo C

Catenária e Flechas Máximas

Anexo D

Distâncias entre Condutores

Nº do apoio	Designação	Fixação dos condutores	Dist. Regul. (m)	Dist. à esquerda (m)	Dist. à direita (m)	Verificação esq.	Verificação dir.
0	Pórtico	Amarração	-	-	1.23	-	-
1	2x28A14500	Amarração	2.50	1.23	1.65	1	1
2	F165CD/15	Amarração	2.70	1.65	1.59	1	1
3	F30CD/18	Suspensão	2.25	1.59	1.75	1	1
4	F30CD/18	Suspensão	2.25	1.75	2.19	1	1
5	F30CD/18	Suspensão	2.25	2.19	1.83	1	1
6	F165CD/18	Amarração	2.70	1.60	1.80	1	1
7	F30CD/24	Suspensão	2.25	2.00	2.07	1	1
8	F30CD/18	Suspensão	2.25	2.07	2.16	1	1
9	F30CD/18	Suspensão	2.25	2.16	2.15	1	1
10	F95CD/15	Amarração	2.70	1.97	1.92	1	1
11	F30CD/30	Suspensão	2.25	2.10	2.23	1	1
12	F30CD/21	Suspensão	2.25	2.23	2.24	1	1
13	F165CD/33	Amarração	2.70	2.07	2.03	1	1
14	F165CD/33	Amarração	2.70	2.03	2.17	1	1
15	F95CD/33	Amarração	2.70	2.17	1.25	1	1
16	P12000/28	Amarração	2.70	1.25	-	1	-

Anexo E

Esforços nos Apoios

Nº do apoio	Designação	Fixação dos condutores	Fx	Fy	Fz	Fx_max	Fy_max	Fz_max	Verific.
0	Pórtico	Amarração	-	-	-	-	-	-	
1	2x28A14500	Amarração	10508.19	300.62	841.74	23844	9372	8000	1
2	F165CD/15	Amarração	127.36	3107.41	1844.25	14490	15740	5047	1
3	F30CD/18	Suspensão	0	255.22	2231.11	474	2453	5096	1
4	F30CD/18	Suspensão	0	1111.42	2920.3	474	2453	5096	1
5	F30CD/18	Suspensão	0	1147.07	4027.07	474	2453	5096	1
6	F165CD/18	Amarração	0	13988.8	2860.36	14490	15740	5047	1
7	F30CD/24	Suspensão	0	1190.68	2816.05	474	2453	5096	1
8	F30CD/18	Suspensão	0	1261.30	3009.93	474	2453	5096	1
9	F30CD/18	Suspensão	0	1294.53	2971.12	474	2453	5096	1
10	F95CD/15	Amarração	0	329.66	2905.08	9585	9072	3355	1
11	F30CD/30	Suspensão	0	1642.86	2967.49	474	2453	5096	1
12	F30CD/21	Suspensão	0	1718.51	2984.81	474	2453	5096	1
13	F165CD/33	Amarração	856.79	6591.31	2716.59	14490	15740	5047	1
14	F165CD/33	Amarração	541.2	9211.92	2660.39	14490	15740	5047	1
15	F95CD/33	Amarração	1089.58	2660.39	1037.72	9585	9072	3355	1
16	P12000/28	Amarração	2275.52	309.4	1108.52	12000	12000	2000	1

Anexo F

Desvio Transversal das Cadeias de Isoladores em Suspensão

Nº do apoio	Fixação dos condutores	$(F_{vcd_y})/2$ (daN)	$(F_{v_isol})/2$ (daN)	P_{cd} (daN)	$(P_{isol})/2$ (daN)	i (grados)	Ang. Máximo (grados)	Verificação
3	Suspensão	61.36	7.5	105.6	15	33.02	60	1
4	Suspensão	72.80	7.5	140.35	15	30.37	60	1
5	Suspensão	75.35	7.5	197.47	15	23.67	60	1
7	Suspensão	84.25	7.5	151.23	15	32.11	60	1
8	Suspensão	89.65	7.5	162.35	15	31.90	60	1
9	Suspensão	92.20	7.5	160.13	15	32.95	60	1
11	Suspensão	114.24	7.5	179.03	15	35.67	60	1
12	Suspensão	119.80	7.5	180.14	15	36.80	60	1

Anexo G

Ângulos dos Condutores nas Fixações

Nº do apoio	A _e = 2 x (X-X0) [esq.]	V _A [esq.]	T ₀ [esq.]	arc tan (T ₀ /V _A)	A _e = 2 x X0 [dir.]	V _A [dir.]	T ₀ [dir.]	arc tan (T ₀ /V _A)	Ângulo total (grados)	Ang. Mínimo	Verificação
0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.00	-
1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.00	1.00
2	78	43	446	94	62	35	479	95	189.23	167.00	1.00
3	138	76	479	90	52	29	479	96	186.06	167.00	1.00
4	134	74	479	90	119	66	479	91	181.49	167.00	1.00
5	153	85	479	89	249	139	479	82	170.88	167.00	1.00
6	-47	-26	479	-97	325	180	575	81	184.12	167.00	1.00
7	-67	-37	575	-96	282	157	575	83	187.12	167.00	1.00
8	-10	-6	575	-99	303	168	575	82	182.48	167.00	1.00
9	-11	-6	575	-99	323	179	575	81	181.40	167.00	1.00
10	-35	-19	575	-98	374	208	637	80	182.06	167.00	1.00
11	-80	-44	637	-96	356	198	637	81	185.26	167.00	1.00
12	-34	-19	637	-98	353	197	637	81	182.83	167.00	1.00
13	-29	-16	637	-98	374	208	603	79	180.50	167.00	1.00
14	-68	-38	603	-96	449	250	575	74	177.91	167.00	1.00
15	-123	-68	575	-92	161	90	184	71	178.75	167.00	1.00
16	-73	-41	184	-86	0	0	-	-	-	167.00	-

Anexo H

Datasheet do Apoio de Betão K18/145.00/57.00

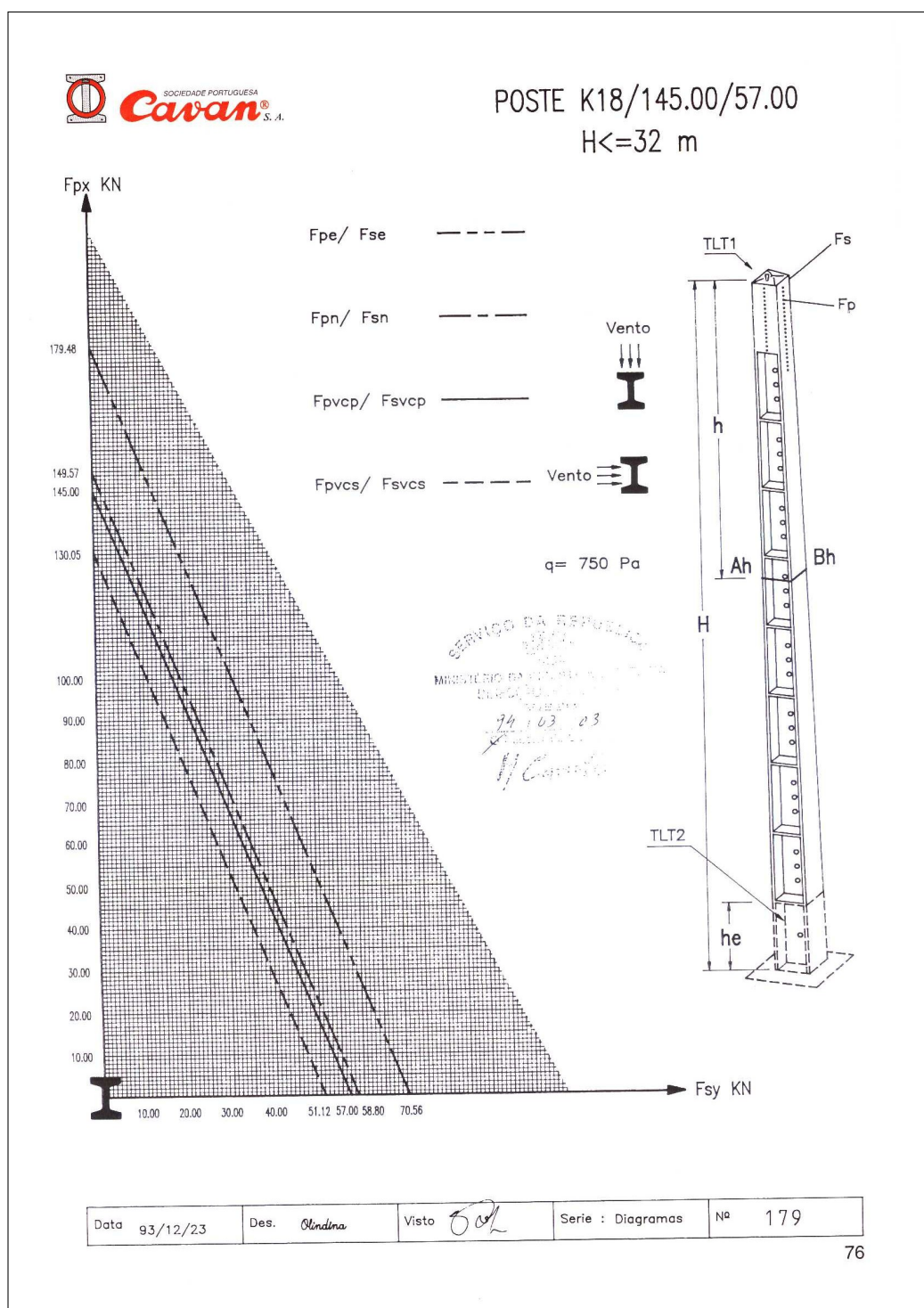
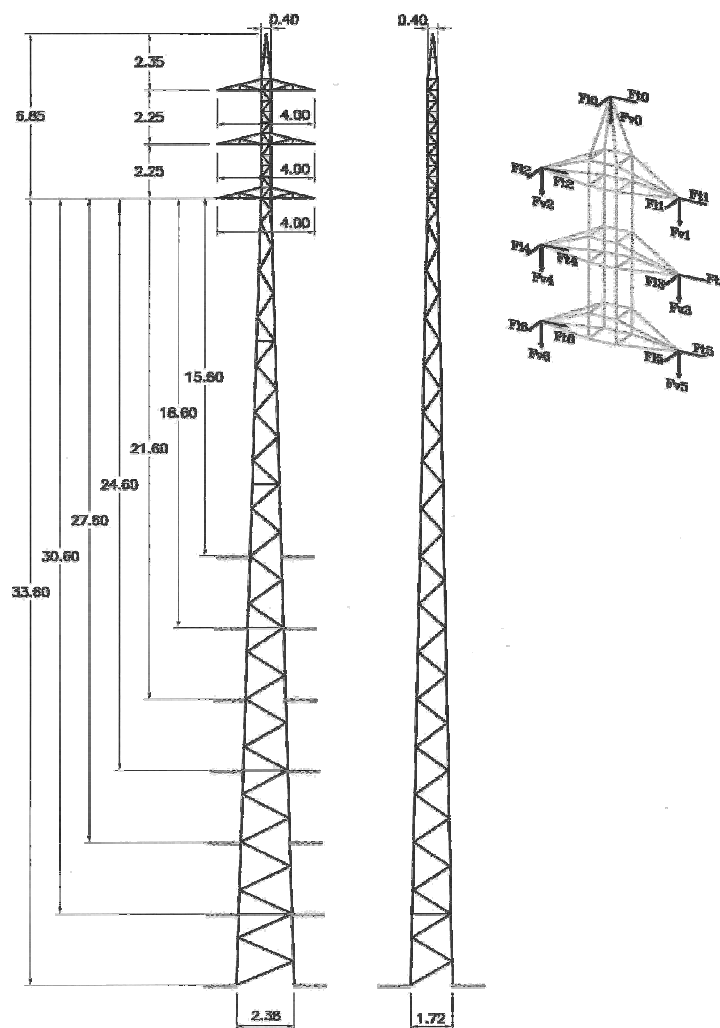


Figura H.1: Datasheet do apoio de betão K18/145.00/57.00

Anexo I

Datasheet do Apoio Metálico F30CD

*Apoios série F***Linhas de Alta Tensão – Poste tipo F30CD**



Poste Tipo F30CD - Condições de Utilização

Acções dos Cabos [daN]

Artº RSLEAT	Hip. de Cál.	Coef. de Seg.	Ft0	Ft0	Fv0	Ft(i)	Ft(i)	Fv(i)
56º	Hip. 1	1,50	245	123	392	368	49	784
(1)	Hip. 2	1,50						

i = 1, 2, 3, 4, 5, 6

(1) Esta Hipótese não é considerada por ser menos gravosa que a anterior.

Utilização

TENSÃO [kV]	FUNÇÃO	CABOS A UTILIZAR	CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO			
			Vão Top. [m]	Vão Grav. [m]	Ângulo [grados]	Rotura [daN]
60	Suspensão em Alinhamento	CG : ACSR 130 mm² CC : ACSR 325 mm²	335 280 (2)	600	0	- -

(2) Nas alturas fora do solo de 31.5, 34.5, 37.5 e 40.5 m. (vento de 900 Pa sobre os cabos).

Características

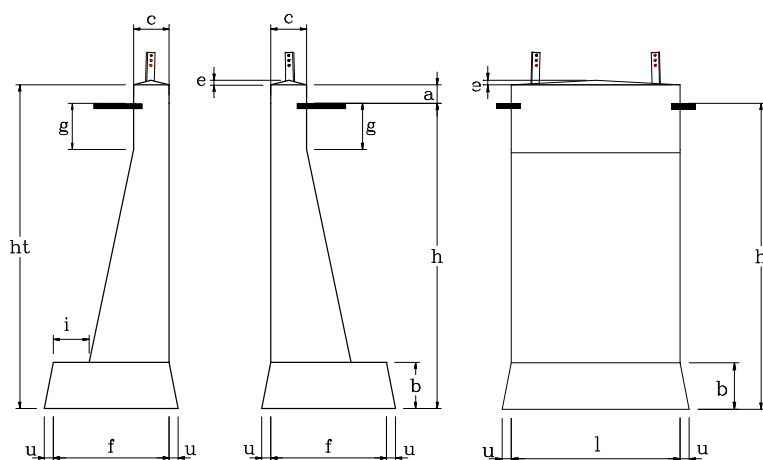
Refº do poste	Altura do apoio fora do solo [m]	Altura ao solo da consola inferior [m]	Peso aproximado do apoio [kg] (*)	Fundações (#)	
				Volume de Escavação [m³]	Volume de Betão [m³]
F30CD/15	22.5	15.6	2634	20.776	11.448
F30CD/18	25.5	18.6	2977	20.776	11.448
F30CD/21	28.5	21.6	3340	23.242	12.708
F30CD/24	31.5	24.6	3705	23.242	12.708
F30CD/27	34.5	27.6	4177	24.244	13.252
F30CD/30	37.5	30.6	4605	25.246	13.796
F30CD/33	40.5	33.6	5034	26.908	14.608

(*) Peso teórico. Inclui consolas, barras das fundações, parafusos e galvanização.

(#) Dimensionadas para terrenos com o coeficiente de compressibilidade igual a 70N/cm². Volumes de escavação e de betão por apoio.



Poste Tipo F30CD - Fundações



VISTA FRONTAL

VISTA LATERAL

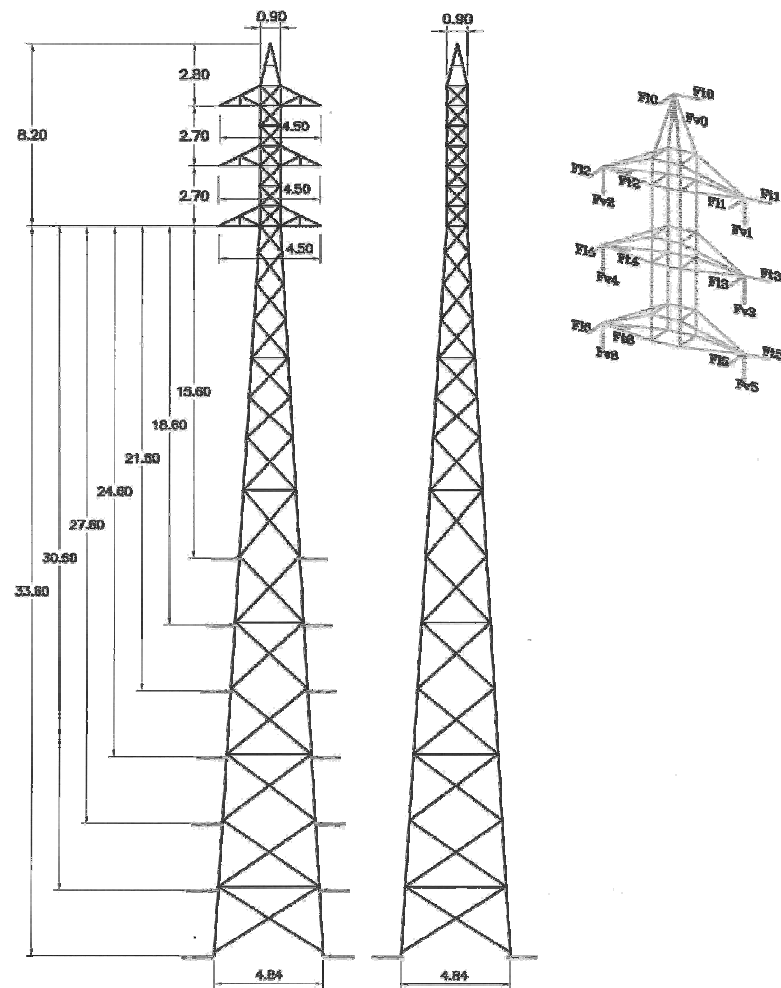
Dimensões da Fundação

Refª do poste	Altura ao solo da consola inferior [m]	a [m]	h [m]	ht [m]	c [m]	f [m]	l [m]	b [m]	e [m]	g [m]	i [m]	u [m]
F30CD/15	15.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.4	2.2	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/18	18.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.4	2.2	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/21	21.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.5	2.3	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/24	24.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.5	2.3	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/27	27.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.5	2.4	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/30	30.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.5	2.5	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1
F30CD/33	33.6	0.2	3.3	3.5	0.4	1.6	2.5	0.6	0.05	0.5	0.5	0.1

Figura I.1: Datasheet do apoio metálico F30CD

Anexo J

Datasheet do Apoio Metálico F95CD

*Apoios série F***Linhas de Alta Tensão – Poste tipo F95CD**

14-01-2003

Metalogalva - Irmãos Silvas, S.A

F95CD-1



Poste Tipo F95CD - Condições de Utilização

Acções dos Cabos [daN]

Artº RSLEAT	Hip. de Cálc.	Coef. de Seg.	Ft0	Fl0	Fv0	Ft1	Fl1	Fv1	Ft(i)	Fl(i)	Fv(i)
Ref. Ang. 60º	Hip. 1	1,50	1422	123	343	1275	25	502	1275	25	502
60º	Hip. 3	1,25	1176	25	343	539	1470	294	1078	25	502
60º	Hip. 3	1,25	588	1530	245	1078	25	502	1078	25	502
F. Linha 62º	Hip. 1	1,50	172	1250	245	172	1152	245	172	1152	245
62º	Hip. 3	1,25	0	1250	245	0	1470	245	0	1152	245
62º	Hip. 3	1,25	0	1530	245	0	1152	245	0	1152	245

i=2,3,4,5,6

Utilização

TENSÃO [kV]	FUNÇÃO	CABOS A UTILIZAR	CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO			
			Vão Top. [m]	Vão Grav. [m]	Ângulo [grados]	Rotura [daN]
60	Reforço em Ângulo	CG: ACSR 130 mm ² CC: ACSR 160 mm ²	400 330 (1)	600	46	1530 1430
60	Reforço em Ângulo	CG: ACSR 130 mm CC: ACSR 325 mm	360 290 (1)	360	20	1530 2940
60	Fim de Linha	CG: ACSR 130 mm ² CC: ACSR 160 mm ²	200 170 (1)	320	0	1530 (2) 1430

(1) Nas alturas fora do solo de 32,8, 35,8, 38,8 e 41,8 m (vento de 900 Pa sobre os cabos).

(2) Diferença das tracções longitudinais nos vãos adjacentes será CG: 280 daN e CC: 300 daN.

Características

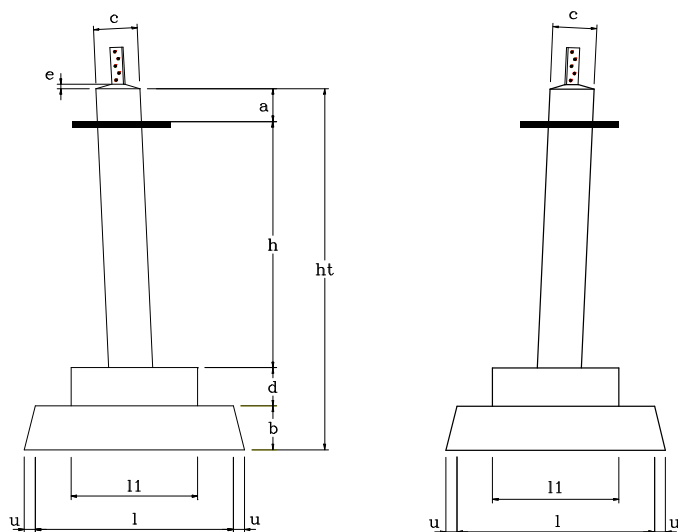
Refº do poste	Altura do apoio fora do solo [m]	Altura ao solo da consola inferior [m]	Peso aproximado do apoio [kg] (*)	Fundações (#)	
				Volume de Escavação [m³]	Volume de Betão [m³]
F95CD/15	23,8	15,6	4940	35,245	8,221
F95CD/18	26,8	18,6	5683	35,245	8,221
F95CD/21	29,8	21,6	6429	35,245	8,221
F95CD/24	32,8	24,6	7195	39,477	9,107
F95CD/27	35,8	27,6	8035	39,477	9,107
F95CD/30	38,8	30,6	8832	39,477	9,107
F95CD/33	41,8	33,6	9772	39,477	9,107

(*) Peso teórico. Inclui consolas, barras das fundações, parafusos e galvanização.

(#) Dimensionadas para terrenos com o coeficiente de compressibilidade igual a 70N/cm². Volumes de escavação e de betão por apoio.



Poste Tipo F95CD - Fundações



VISTA FRONTAL

VISTA LATERAL

Dimensões da Fundação

Refª do poste	Altura ao solo da consola inferior [m]	a [m]	h [m]	ht [m]	c [m]	l [m]	l1 [m]	b [m]	d [m]	e [m]	u [m]
F95CD/15	15.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.7	1.0	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/18	18.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.7	1.0	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/21	21.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.7	1.0	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/24	24.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.8	1.1	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/27	27.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.8	1.1	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/30	30.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.8	1.1	0.4	0.35	0.05	0.1
F95CD/33	33.6	0.3	2.25	3.3	0.4	1.8	1.1	0.4	0.35	0.05	0.1

Figura J.1: Datasheet do apoio metálico F95CD.

Anexo K

Datasheet do Apoio Metálico F165CD



Poste Tipo F165CD - Condições de Utilização

Acções dos Cabos [daN]

Artº RSLEAT	Hip. de Cál.	Coef. de Seg.	Ft0	Ff0	Fv0	Ft1	Ff1	Fv1	Ft(i)	Ff(i)	Fv(i)
Ref. Ang. 60°	Hip. 1	1,50	1324	123	343	2402	49	784	2402	49	784
60°	Hip. 3	1,25	1078	123	343	1029	2941	784	2059	49	784
60°	Hip. 3	1,25	539	1530	245	2059	49	784	2059	49	784
F. Linha 62°	Hip. 1	1,50	172	1250	245	245	2206	490	245	2206	490
62°	Hip. 3	1,25	0	1250	245	0	2941	784	0	2206	490
62°	Hip. 3	1,25	0	1530	245	0	2206	490	0	2206	490

i=2,3,4,5,6

Utilização

TENSÃO [kV]	FUNÇÃO	CABOS A UTILIZAR	CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO			
			Vão Top. [m]	Vão Grav. [m]	Ângulo [grados]	Rotura [daN]
60	Reforço em Ângulo	CG: ACSR 130 mm² CC: ACSR 325 mm²	370 310 (1)	600	45	1530 2940
60	Fim de Linha	CG: ACSR 130 mm² CC: ACSR 325 mm²	210 176 (1)	350	0	1530 2940 (2)

(1) Nas alturas fora do solo de 32,8, 35,8, 38,8 e 41,8 m (vento de 900 Pa sobre os cabos).
(2) Diferença das tracções longitudinais nos vãos adjacentes será CG: 280 daN e CC: 750 daN.

Características

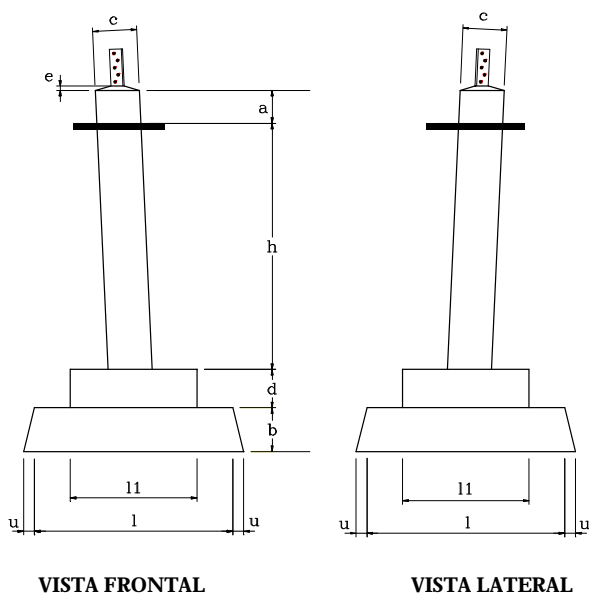
Refº do poste	Altura do apoio fora do solo [m]	Altura ao solo da consola inferior [m]	Peso aproximado do apoio [kg] (*)	Fundações (#)	
				Volume de Escavação [m³]	Volume de Betão [m³]
F165CD/15	23.8	15.6	5979	62.859	14.555
F165CD/18	26.8	18.6	6758	62.859	14.555
F165CD/21	29.8	21.6	7593	62.859	14.555
F165CD/24	32.8	24.6	8488	62.859	14.555
F165CD/27	35.8	27.6	9451	62.859	14.555
F165CD/30	38.8	30.6	10489	62.859	14.555
F165CD/33	41.8	33.6	11495	62.859	14.555

(*)Peso teórico. Inclui consolas, barras das fundações, parafusos e galvanização.

(#) Dimensionadas para terrenos com o coeficiente de compressibilidade igual a 70N/cm². Volumes de escavação e de betão por apoio.



Poste Tipo F165CD – Fundações



Dimensões da Fundação

Refª do poste	Altura ao solo da consola inferior [m]	a [m]	h [m]	ht [m]	c [m]	l [m]	l1 [m]	b [m]	d [m]	e [m]	u [m]
F165CD/15	15.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/18	18.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/21	21.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/24	24.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/27	27.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/30	30.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1
F165CD/33	33.6	0.3	2.3	3.5	0.4	2.2	1.2	0.5	0.4	0.05	0.1

Figura K.1: Datasheet do apoio metálico F165CD.

Referências

- [1] J.P. Sucena Paiva. *Redes de Energia Elétrica: Uma Análise Sistêmica*. IST Press, 2007.
- [2] ELÉTRICA PARANA - MATERIAIS ELÉTRICOS. Cabo de Cobre Nú - Condutores Elétricos. URL: <http://www.eletricaparana.com.br/condutores-eletricos/cabo-de-cobre-nu.html>, última vez acedido em 15 de novembro de 2017.
- [3] Judy Materiais Elétricos. CABO AL. NU CAA/ACSR C/ALMA DE AÇO 4 AWG – COD IGO SWAN R\$/KG |Judy Cabos. URL: <http://judycabos.com.br/produto/cabo-al-nu-caaacsr-calma-de-aco-4-awg-cod-igo-swan-rkg/>, última vez acedido em 19 de dezembro de 2017.
- [4] Condusa - Condu spar Condutores Elétricos Brasil. Cabos Nus – Condu spar. URL: <http://www.conduspar.com.br/produtos/cabos-nus/>, última vez acedido em 26 de novembro de 2017.
- [5] Datasheet ACSR Partridge 160. CABO ACSR 160 (Partridge). 2004.
- [6] Datasheet ACSR Guinea 130. CABO ACSR 130 (Guinea). 2004.
- [7] Condutor ACS. CABO OPGW AS / AA 34 / 170 ST 1x 24F. 2001.
- [8] Eletric Materiais Elétricos. Isolador de Pino - RS. URL: <http://www.eletricsr.com.br/produtos/detalhes/material-de-distribuicao/isoladores/ISOLADOR-DE-PINO/86/>, última vez acedido em 16 de outubro de 2017.
- [9] Lusofonia Qingdao Cosine Electrical Equipment Co. Toughed vidro Isoladores U70bs U160bs. URL: http://pt.made-in-china.com/co_cosinepower/product_Toughened-Glass-Insulators-U70BS-U160BS_honiiioogy.html, última vez acedido em 16 de outubro de 2017.
- [10] Luís Filipe Soares Rocha. Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Estudo sobre a utilização de Cabo de Guarda. Tese de mestrado, 2014.
- [11] Jéssica Lopes da Silva. Análise a um Algoritmo para Projeto de Linhas Aéreas Baseado em Minimização de Custos. Tese de mestrado, 2016.
- [12] EDP - Distribuição. EDP-Distribuição. 2017.
- [13] Funcionamento: Postes de alta tensão. URL: <http://fisicaequimicapostesaltatensao.webnode.pt/funcionamento/>, última vez acedido em 22 de outubro de 2017.,.

- [14] Fengshan LI, Mary Anne Bishop, e Tsamchu Drolma. Power line strikes by Black-necked Cranes and Bar-headed Geese in Tibet Autonomous Region. *Chinese Birds*. URL: https://www.researchgate.net/publication/268258317_Power_line_strikes_by_Black-necked_Cranes_and_Bar-headed_Geese_in_Tibet_Autonomous_Region, última vez acedido em 29 de outubro de 2017.
- [15] HelloTrade. Bird Fight Diverter (BFD) - Manufacturer from Bird Busters. URL: <http://www.hellotrader.com/birdbusters/bird-fight-diverter.html>, última vez acedido em 29 de outubro de 2017.
- [16] Luís Gonçalo de Oliveira Silva. Fases de Instalação de uma Linha Aérea de Transmissão de Energia, Projeto de Fim de Curso, 2006.
- [17] Hélder Leite. Cálculo Mecânico de Linhas Aéreas, Força do vento, Fluxograma, Equação dos estados, Unidade Curricular de Redes de Transporte e Distribuição (RTDI). 2013.
- [18] FEUP Conteúdos. Guia Técnico do Projetista de Linhas Aéreas de Transporte de Energia, Unidade Curricular de Conceção e Projeto (CPRO). 2016.
- [19] João António Santos Costa Verde. Desenvolvimento de Projeto de Linha Aérea de Alta Tensão – Viabilidade Técnica do Uso de Condutores de Alta Temperatura. Tese de mestrado, 2016.
- [20] Alibaba.com. CANNA AAC Conductor - CANNA Bare Conductor, Aluminum Conductor. URL: https://www.alibaba.com/product-detail/AAC-Canna-AAC-conductor_691179785.html?spm=a2700.7724838.2017121.37.147d435b2tPcvl&s=p, última vez acedido em 16 de dezembro de 2017.
- [21] Alibaba.com. BUTTE AAAC Conductor - All Aluminium Alloy Conductor Astm B399 Standard. URL: https://www.alibaba.com/product-detail/Butte-AAAC-All-Aluminium-Alloy-Conductor_60639781374.html?spm=a2700.7724838.2017115.1.51077f05p0xhtR&s=p, última vez acedido em 16 de dezembro de 2017.
- [22] Alibaba.com. Chickadee ACSR Thipha Cable. URL: https://www.alibaba.com/product-detail/As-397-5-Chickadee-ACSR-Thipha_50036832259.html?spm=a2700.7724838.2017115.51.7d605585yRfCf0, última vez acedido em 16 de dezembro de 2017.
- [23] Himachal Wire Industries Private Limited. Aluminum Conductor - ACSR - Aluminum Conductor Steel Reinforced. URL: <http://www.himachalwireindustries.com/aluminum-conductor.html>, última vez acedido em 28 de novembro de 2017.
- [24] MadeinChina.com. ACAR - Aluminium Conductor Alloy Reinforced - Conductor for ASTM B524. URL: <http://renmincable.en.made-in-china.com/product/FvaQkUmjnwVi/China-Aluminium-Conductor-Alloy-Reinforced-ACAR-Conductor-for-ASTM-B524.html>, última vez acedido em 16 de dezembro de 2017.
- [25] CTC GLOBAL. ACCC conductor carbon/glass fiber core embedded in epoxy matrix. URL: <https://www.ctcglobal.com/accc-conductor/>, última vez acedido em 11 de outubro de 2017.

- [26] Jeff Thompson. ACCC Conductor. URL: <https://www.jeffreythompson.org/blog/2013/04/09/accc-conductor/>, última vez acedido em 11 de outubro de 2017.
- [27] A Colectividade Laica Equitativa. Distrito de Vila Real. URL: http://club.quomodo.com/a_comunidade_laica_equitativa/contactos/distrito_de_vila_real.html, última vez acedido em 19 de novembro de 2017.
- [28] Doug da Rocha Holmes. District of Vila Real. URL: <http://www.dholmes.com/master-list/vila-real/district-vila-real.html>, última vez acedido em 19 de novembro de 2017.
- [29] EDP Energias de Portugal. EDP Distribuição - Rede. URL: <http://edp-distribuicao-rede.wntech.com/Nut/5>, última vez acedido em 17 de outubro de 2017.
- [30] Datasheet do Apoio de Betão K18, EDP - Distribuição, 1993.
- [31] Eng. Pedro Teixeira. Apresentação geral sobre Subestações AT/MT, FEUP, Conteúdos Unidade Curricular de Conceção e Projeto (CPRO). 2016.
- [32] Selectra. História do mercado de eletricidade em Portugal | Lojaluz - gás e luz. URL: <https://lojaluz.com/historia-mercado-eletricidade-portugal#historia-eletricidade-portugal>, última vez acedido em 9 de outubro de 2017.
- [33] A Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Redes de Energia Elétrica - Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. URL: <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/redes-de-energia-eletrica>, última vez acedido em 10 de outubro de 2017.
- [34] Copper Development Association Inc. All Rights Reserved. 60 Centuries of Copper: Electricity Generation and Supply. URL: <https://www.copper.org/education/history/60centuries/electrical/electricity.html>, última vez acedido em 17 de novembro de 2017.
- [35] Grupo Cabelte. Cabos Nús para Linhas Aéreas. URL: http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/produtos_servicos/Cabos_energia/Nus_para_linhas_aereas, última vez acedido em 18 de dezembro de 2017.
- [36] Sushil Kumar Ganguli Vivek Kohli. Power Cable Technology - Sushil Kumar Ganguli, Vivek Kohli - Google Livros. URL: https://books.google.pt/books?id=eesbDAAAQBAJ&pg=PA415&lpg=PA415&dq=C.D.A.+Publication+No.+56,+Copper+Cables.&source=bl&ots=LXEp6SDYyV&sig=_H4LfHE4aWZLJ3J8pgNcjWeI3Ks&hl=pt-PT&sa=X&ved=0ahUKEwiz7uuAqKrXAhXCRhQKHQA_DpMQ6AEILjAB#v=onepage&q=aluminiumcabl, última vez acedido em 17 de novembro de 2017.
- [37] George David Smith. From Monopoly to Competition: The Transformations of Alcoa, 1888-1986 - Google Livros. URL: <https://books.google.pt/books?id=qF6jpiUlyi0C&pg=PA90&lpg=PA90&dq=when+acsr+cable+appears+in+the+market&source=bl&ots=dy2yrD6iIj&sig=1tsf3AnCjZMaLKYjvs6EyPr1FM8{&hl=pt-PT&sa=X&ved=0ahUKEwihko29kKbXAhXNSxoKHVhuCMkQ6AEINjAC#v=onepage&q=coppercable&f=false>, última vez acedido em 17 de novembro de 2017.

- [38] SA Solidal Condutores Eléctricos, Quintas & Quintas Condutores Eléctricos. Guia Técnico. URL: <http://www.solidal.pt/var/imagens/gerais/File/guiatecnico/guiatecnico.pdf>, última vez acedido em 19 de dezembro de 2017.
- [39] Eng. Ricardo Pina EDP – Distribuição. Apresentação geral sobre Construção de Linhas AT - FEUP, conteúdos da Unidade Curricular de Conceção e Projeto (CPRO). 2015.
- [40] EDP Distribuição. Guia de Boas Práticas para a Integração Paisagística de Infraestruturas Eléctricas - Vol.2. 2, 2011.
- [41] EDP. EDP Universidade, Escola de Distribuição. 2012.
- [42] Ministério da Economia - Secretaria de Estado da Indústria - Direcção-Geral dos Serviços Eléctricos. Decreto n.º 42895 - Diário do Governo n.º 75/1960, Série I de 1960-03-31 - DRE. URL: <https://dre.pt/application/file/a/282230>, última vez acedido em 27 de outubro de 2017.
- [43] Eng. Vasco Coucello, 1993. Regulamento de Segurança de Linhas Eléctricas (R.S.L.E.A.T.). URL: <https://pt.scribd.com/doc/112299300/RSLEAT-Regulamento-de-Seguranca-de-Linha-Electrica-de-At>, última vez acedido em 17 de novembro de 2017.
- [44] Tiago André Noverça da Silva. Utilização de Cabos de Alta Temperatura em Linhas Aéreas em Média Tensão. Tese de mestrado. URL: <http://recipp.ipp.pt/handle/10400.22/7177>, última vez acedido em 5 de janeiro de 2018.
- [45] Grupo Cabelte. Catálogo de Energia. URL: http://svrweb.cabelte.pt/pt-pt/produtos_servicos/cabos_energia/cabos_energia; última vez acedido em 27 de novembro de 2017.
- [46] Eland Cables. Aluminium Conductors AAC AAAC ACSR. URL: <http://www.elandcables.com/cables/aluminium-conductors-aac-aaac-acsr>, última vez acedido em 16 de dezembro de 2017.
- [47] CTC GLOBAL, Engineering Transmission Lines with High Capacity Low Sag ACCC® Conductors First Edition. URL: https://www.ctcglobal.com/ftp/ACCC_Engineering_Manual.pdf última vez acedido em 15 de dezembro de 2017.
- [48] Jornal de Negócios. Notícia - REN inaugura subestação de Vila Pouca de Aguiar. URL: http://www.jornaldenegocios.pt/empresas/detalhe/ren_inaugura_subestacilatildeo_de_vila_pouca_de_aguiar, última vez acedido em 19 de novembro de 2017.
- [49] Vladimiro Miranda. Matemática financeira aplicada à Gestão de Energia - Juros, FEUP, Porto, Conteúdos GENE, 2016.
- [50] Odette Lima Campos. Estudo de caso sobre impactos ambientais de linhas de transmissão na Região Amazônica. URL: https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/2923/1/BS32Estudodecasosobreimpactosambientais_P.pdf última vez acedido em 20 de dezembro de 2017.